



中国电气工程大典编辑委员会

CHINA ELECTRICAL

中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON



第 5 卷

水力发电工程

主编 梁维燕 邴凤山 饶芳权
王国海 贺建华

 中国电力出版社
www.cepp.com.cn



组 编 中国电工技术学会
中国机械工程学会
中国电机工程学会
中国动力工程学会
中国水力发电工程学会

《中国电气工程大典》

- 第1卷 现代电气工程基础
- 第2卷 电力电子技术
- 第3卷 电气工程材料及器件
- 第4卷 火力发电工程(上、下)
- 第5卷 水力发电工程
- 第6卷 核能发电工程
- 第7卷 可再生能源发电工程
- 第8卷 电力系统工程
- 第9卷 电机工程
- 第10卷 输变电工程
- 第11卷 配电工程
- 第12卷 船舶电气工程
- 第13卷 交通电气工程
- 第14卷 建筑电气工程
- 第15卷 电气传动自动化

ISBN 978-7-5083-8344-6



9 787508 383446 >

定价: 298.00元

中国电气工程大典

第⑤卷

水力发电工程

编辑出版人员名单

责任编辑 姜 萍 杨伟国 韩世韬 安小丹

复审人员 杨伟国 姜 萍

终审人员 杨元峰

封面设计 郑小平 王英磊

版式设计 张秋雁

责任校对 罗凤贤

责任印制 甄 茁

数字图书馆
PDG

CHINA ELECTRICAL

中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON

中国电气工程大典编辑委员会

第 ⑤ 卷

水力发电工程

主编 梁维燕 邴凤山 饶芳权
王国海 贺建华



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

中国电气工程大典

编辑委员会

- 主任：**陆燕荪 原机械工业部副部长、教授级高级工程师
中国机械工程学会名誉理事长
- 陆延昌 原电力工业部副部长、教授级高级工程师
中国电机工程学会理事长
- 执行主任：**周鹤良 原机械工业部电工局局长、教授级高级工程师
中国电工技术学会名誉理事长
- 宋天虎 原机械工业部科技司司长、教授级高级工程师
中国机械工程学会常务副理事长
- 副主任：**潘崇义 中国电工技术学会副理事长、教授级高级工程师
- 吴玉生 中国电机工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 邴凤山 中国水力发电工程学会副理事长、教授级高级工程师
- 严宏强 中国动力工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 宗 健 中国电力出版社有限公司董事长、总经理、编审

数字图书馆
PDG

委 员：(按姓氏笔画排列)

丁 杰	卜广全	于 龙	于坤山	于 明	于新颖	马小亮	马文忠	马伟明	马伟斌
马旭东	马济泉	马晓茜	马隆龙	丰镇平	王之杰	王为民	王正鸣	王占奎	王永骥
王成山	王兆安	王志峰	王作民	王国海	王明渝	王金元	王金华	王学伟	王泽忠
王建生	王建华	王绍武	王春华	王厚余	王泉龙	王炳忠	王 勇	王素英	王振铭
王 乘	王维洲	王景芹	王 强	王锡凡	王新新	王黎明	王德宽	王赞基	文习山
文劲宇	方晓燕	方 磊	尹天文	邓长胜	孔 力	孔伯汉	孔昭年	石萍萍	卢 强
卢澎湖	叶奇蓁	田东强	田培斌	史进渊	史毓珍	付元初	白少林	白俊光	白晓民
白继彬	冯江华	司马文霞	邢馥吏	戎一农	吕征宇	吕鸿达	朱庆明	朱英浩	朱宝田
朱晓明	朱家驹	朱耀泉	仲明振	任兆宏	任修明	任俊生	危师让	邬 雄	刘大明
刘广峰	刘卫宁	刘友梅	刘公直	刘文华	刘平安	刘光宁	刘 伟	刘仲儒	刘希清
刘 杰	刘尚明	刘国林	刘泽洪	刘建飞	刘建明	刘屏周	刘瑛岩	刘德志	齐剑波
关志成	江秀臣	江哲生	池 涌	汤 涌	汤蕴林	祁恩兰	许江宁	许忠卿	许洪华
阮江军	阮新波	阮 毅	孙才新	孙凤杰	孙成群	孙 林	孙牧海	严宏强	严陆光
严俊杰	严 萍	苏秀革	杜正春	杜毅威	杨玉岗	杨守权	杨寿敏	杨其国	杨奇逊
杨奇娟	杨怡元	杨俊智	杨 耕	杨维迅	杨 雯	杨道刚	杨德才	李 卫	李文健
李永东	李成榕	李 旭	李兴源	李安定	李 农	李若梅	李杰仁	李宝树	李定中
李 奎	李彦明	李晓明	李颂哲	李朗如	李培植	李盛涛	李崇坚	李道本	李道林
李 鹏	李 新	李肇林	李耀星	酆凤山	肖立业	肖昌汉	肖辉乾	肖湘宁	肖耀荣
吴正国	吴创之	吴运东	吴志坚	吴国平	吴质根	吴晓波	吴培豪	吴新润	邱爱慈
何木云	何阿平	何金良	何梓年	何湘宁	何瑞华	佟为明	余 志	余贻鑫	邹云屏
邹金昌	邹孟奇	应百川	辛德培	辛耀中	汪继强	汪集昶	汪樵生	汪德良	沈小宇
沈 江	沈 兵	沈邱农	沈梁伟	宋文武	宋汉武	宋哲仁	迟 速	张艺滨	张文才
张玉花	张业广	张乔根	张仲超	张兆鹤	张伯明	张冶文	张启平	张 波	张 亮
张洪钟	张祖平	张勇传	张晓江	张晓锋	张 敏	张 望	张景洲	陆永平	陆宠惠
陆俭国	陆剑秋	陆祖良	陆家榆	陆嘉明	陈汉民	陈伟根	陈 仲	陈众励	陈庆国
陈 坚	陈伯时	陈国柱	陈治明	陈建飏	陈 星	陈思铨	陈 勇	陈哲良	陈恩鉴
陈雪梅	陈清泉	陈超志	陈敬超	陈辉明	陈锡芳	陈黎平	陈德昌	陈德胜	陈德桂
邵 岚	苟锐锋	林云生	林公舒	林集明	易学勤	罗永浩	罗景华	金如麟	周小谦
周以国	周双喜	周 平	周仲仁	周远翔	周孝信	周建中	周思刚	周家启	周 娟
周锡生	郑小康	郑云之	郑永红	郑克文	郑明光	宗建华	宓传龙	孟庆东	赵士和
赵玉文	赵光宙	赵 伟	赵红一	赵昌宗	赵治华	赵宗让	赵荣祥	赵相宾	赵 洁

赵敏	赵婉君	赵琨	赵毅	赵黛青	荣命哲	胡方荪	胡安	胡学浩	胡振岭
胡鉴清	段善旭	段献忠	侯子良	俞忠德	俞智斌	饶芳权	施国	施鹏飞	洪元颐
姚本荣	姚尔昶	姚家祎	姚福生	贺建华	贺益康	贺湘琨	贺德馨	骆仲决	秦汉军
秦和	秦裕碧	袁余军	袁建生	袁建敏	都兴有	耿英三	莫会成	贾东旭	夏立
夏祥贵	顾四行	顾国彪	钱昌燕	钱宝良	钱照明	倪维斗	徐元辉	徐凤刚	徐永法
徐兆丰	徐国政	徐洪海	徐殿国	徐铄	徐德鸿	殷禄祺	奚大华	高子瑜	高文胜
高光华	高庆国	高京生	高理迎	高培庆	郭天兴	郭国顺	郭保良	郭洁	郭振岩
郭灏	唐任远	唐炬	唐春潮	陶星明	黄少锋	黄仁乐	黄妙庆	黄其励	黄国治
黄学清	黄宝生	黄晓丽	黄崇祺	黄景湖	梅生伟	曹一家	曹惠彬	戚庆成	崔志强
崔翔	康勇	章名耀	章定邦	梁维宏	梁维燕	梁曦东	彭宗仁	葛大麟	葛少云
葛诗慧	葛蓉生	葛溪亭	葛增茂	董卫	蒋洪德	蒋善定	韩民晓	韩英铎	惠世恩
覃大清	程天麟	程钧培	程时杰	程树康	程浩忠	傅书遏	焦依	焦树建	舒惠芬
曾文星	曾正中	曾明富	曾南超	曾雁鸿	曾嵘	游亚戈	谢开贵	谢秋野	雷银照
雷清泉	曾满慧	蔡崇积	管瑞良	廖胜松	廖瑞金	缪鸿兴	樊世英	黎晓晖	颜渝坪
薛以太	戴先中	戴庆忠	戴慧珠	魏光辉					





序

电气工程是集发电工程、输配电工程和用电工程,是为国民经济发展提供电力能源及其装备的战略性产业,是国家工业化和国防现代化的重要技术支撑,是国家在世界经济发展中保持自主地位的关键产业之一。电气工程的产业关联度高,对从原材料工业、机械制造业、装备工业以及电子、信息等一系列产业的发展均具有推动和带动作用,对提高整个国民经济效益,促进经济社会可持续发展,提高人民生活质量有显著影响。

经过改革开放 30 年来的发展,我国电气工程已经形成了较完整的科研、设计、制造、建设、运行体系,成为世界电力工业大国之一。至 2007 年底,我国发电装机容量达 7.13 亿 kW,三峡水电及输变电工程、百万千瓦级超超临界火电工程、百万千瓦级核电工程,以及正在建设的交流 1000kV、直流 ± 800 kV 特高压输变电工程等举世瞩目;大电网安全稳定控制技术、新型输电技术的推广,大容量电力电子技术的研究和应用,风力发电、太阳能光伏发电等可再生能源发电技术的产业化及规模化应用,超导电工技术、脉冲功率技术、各类电工新材料的探索与应用取得重要进展。特别是进入 21 世纪以来,电气工程领域全面贯彻科学发展观,新原理、新技术、新产品、新工艺获得广泛应用,拥有了一批具有自主知识产权的科技成果和产品,自主创新已成为行业的主旋律。我们的电气工程技术和产品,在满足国内市场需求的基础上已经开始走向世界。

电气工程技术的快速发展和巨大成就,要求对原有知识的不断更新,广大电气工程领域的工作者们对新的知识愈加渴求。在原机械工业部陆燕荪、电力工业部陆延昌两位老部长的倡议和领导下,由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个全国性学会,联合组织了电气工程各领域近 2000 位专家和学者,历



时4年多，编撰的《中国电气工程大典》现在出版了。这套内容新颖实用的巨著是电气工程领域一项重要的基础性工作，也是我国电气工程技术人员对社会的一项公益性奉献。这部鸿篇巨著不仅具有电气工程技术的知识魅力，同时也具有鲜明的时代特色，相信会为广大读者营造一个开卷有益的氛围。

电能作为目前使用最方便的二次能源，在推动社会进步、促进科学技术发展和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。随着社会的不断进步和人民生活水平的不断提高，电气工程任重而道远，需要依靠科技进步，并用更新的科学知识武装每一位电气工作者，所以，希望这套著作能对电气工程的教学、科研、设计和管理人员有所裨益。

徐匡迪

二〇〇八年八月十二日



徐匡迪

前 言

电的产生和应用是人类有史以来最伟大的科学技术成就之一。电力作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，在推动社会发展、促进科学技术进步和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。一个多世纪以来，电气技术的不断发展，电力生产及应用的日益增长，迅速改变了人类社会的面貌，也深深影响着人们的生活方式。电气化的程度已成为国家文明程度的重要标志之一。

改革开放 30 年来，我国科学技术取得了突飞猛进的发展，科技创新已成为国家发展的重要战略。在电气工程领域，新原理、新技术、新工艺、新材料得到了广泛应用，涌现出一大批具有自主知识产权的科研成果和产品。三峡电站的建设，大容量高效清洁超临界和超超临界压力机组的迅速发展，特高压交直流输电技术和灵活交流输电技术的发展和运用，先进的核能发电厂及可再生能源发电厂的成功建造，大电网智能化动态稳定监控系统和信息管理系统的广泛应用，具有先进水平的电气装备制造业的高速发展，大容量电能变换与节能节电技术，风力发电、太阳能光伏发电等资源节约、环境友好的新技术的大量应用，计算机和信息网络技术在电气领域的普及，明显改变着电气工程领域技术发展状况。超导电工技术、脉冲功率技术，纳米材料、永磁材料、有机硅材料等各类电工新技术和新材料的探索与应用，都充分展示了中国电气工程领域所取得的骄人业绩，引起了世界的高度关注。其中许多科研成果和产品，已达到国际先进水平。

电气工程从业人员多，涉及面广，技术进步快，科研成果多，许多科研成果需要总结和积累，许多新的知识需要普及和传播。盛世修典，素有遗风。为反映电气工程领域最新的发展成就，总结已有的科研成果，传播工程领域最新的科学技术知识，中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个学会，联合组织了电气工程各领域的约 2000 位专家和学者，编撰了《中国电气工程大典》。

本套书的编写工作于 2004 年开始启动,编委会多次召开工作会议,精心组织,按照“取材突出新原理、新技术、新工艺、新材料;内容体现新颖性、先进性、实用性;表达力求简明扼要、深入浅出、直观易懂”的原则,反复讨论并修改编写大纲,确定编写内容。经过 4 年磨砺,数易其稿,终于付梓出版。《中国电气工程大典》共 15 卷约 5000 万字,包括《现代电气工程基础》、《电力电子技术》、《电气工程材料及器件》、《火力发电工程》、《水力发电工程》、《核能发电工程》、《可再生能源发电工程》、《电力系统工程》、《电机工程》、《输变电工程》、《配电工程》、《船舶电气工程》、《交通电气工程》、《建筑电气工程》和《电气传动自动化》。

所有组织者和编著者都把编撰本套书当作电气工程领域建设的一项重要的基础性工作,他们认真负责,辛勤耕耘,倾注了大量心血。本套书在编写出版过程中,得到参与编写的各科研院所、企业、高等院校等单位的大力支持,还得到业内有关院士和专家、学者的热心帮助。正是大家的积极参与和无私奉献,才使得这部大典能顺利编写出版,编委会对他们的奉献和支持表示衷心感谢。

这部鸿篇巨著,涉及电气工程设计制造、建设施工、生产运行、科研教学、工程管理等领域,总结了改革开放 30 年来电气工程各领域的技术发展与成功经验,展示了各专业领域的最新技术数据、设计经验、科技成果和发展动态,汇集了国内外相关的先进理念和成熟经验,体现了科学性、先进性和实用性的结合,是一套可供电气工程领域专业技术人员和管理人员使用的综合性工具书,也可供高等院校相关专业师生参考。

《中国电气工程大典》的编撰出版工作涉及面广,参与人员多,写作难度大。尽管编撰人员尽心尽力,倾注了无数心血,但书中难免存在缺点和不足之处,恳请读者指正。

中国电气工程大典编辑委员会主任

陆燕荪 陆延昌

本 卷 前 言

人类利用水能已有几千年的历史，由于电气技术发明较晚，直到 1878 年才在法国建成世界上第一座水电站。早期工业发达国家较快地利用水力发电，到 19 世纪末期，在欧美已成立了一些水轮机和发电机的制造企业。我国最早的水电站是 1904 年在台湾建成的龟山水电站和 1912 年在云南昆明建成的石龙坝水电站，安装进口机组；1943 年发电的吉林丰满水电站是我国最早的大型水电站，解放后成为我国培养水力发电工程人才的重要基地。1949 年以前，全国还建设了一些小型水电站，大部分机组设备是进口的，国内自制最大水电机组是卧式 750kW 的。到 1949 年，全国水电可运行机组总装机容量为 36 万 kW。

新中国成立后，水力发电事业得到重视和发展，1950 年 1 月中央召开全国电器工业工作会议，期间决定在东北建立发电设备制造工厂，1950 年 8 月中央召开全国水力发电工程会议，建立领导机构，安排水电工程项目，拉开了我国水电建设的序幕。到 1978 年，全国水电站总装机容量达 17277MW，取得重大成就。

改革开放以来，又两次全面普查全国水力资源，提出重点开发 13 个（含后加怒江流域）大型水电基地，实现流域梯级滚动开发，西电东送，制定了水电项目开发计划。特别是经过多次论证由全国人大通过兴建中国长江三峡工程项目，成立了中国长江三峡工程开发总公司，实行业主负责制、招标投标制、工程监理制、合同管理制和资本金制，17 年建成当今世界最大的水电站，这是中国人民的伟大创举。在规划、勘测、论证、枢纽设计、工程标准、施工、设备监理与安装、调试等方面积累了丰富的经验；三峡左岸电站 14 台 700MW 水电机组和输变电设备采取国际招标，国内制造企业在已有技术基础上，消化吸收引进技术，增添先进的试验与加工装备，分包部件和整机制造的设备质量均达到和进口产品相同的水平。三峡右岸电站 12 台 700MW 设备招标时，国内制造企业在引进技术基础上有所创新，自主设计产品参与投标，获得 8 台机组和部分输变电设备合同，全都经受了安装运行的考验，表明完全满足合同要求，达到国际先进水平，称为“三峡

模式”，实现了国家通过重点工程建设带动国内重大技术装备自主化的预期目标。三峡工程建设的同时，在红水河、澜沧江、金沙江、黄河上游等开工建设一批特大型水电站，安装单机容量为 550~800MW 的大型水电机组。通过成立五大发电集团，增加投资建设水电站，使常规水电年装机容量达 10 000~20 000MW；国家电网公司和南方电网公司在加快电网建设同时，增加抽水蓄能电站建设，发挥调峰填谷作用，并显著改善电网质量。到 2008 年末，全国水电站装机总容量达 172GW，居世界首位，其中抽水蓄能机组已达 1 1545 MW，实现了加快水电建设的期望。

本卷侧重于水力发电工程中的电气工程，仅在第一篇水力发电工程通论中对水电工程做了综述。水轮机与水泵水轮机是水力机械，属于动力工程，水力机械与发电机制造企业在欧美是分设的，日本是在一起的，我国建国初期考虑大型机床的利用率而将其设在一起，实践证明是合适的，至今已近六十年，因此将有关水力机械部分写入本卷。

目前，国内有中国水电工程顾问集团公司及各地区和省级水电设计单位负责规划与电站勘测设计工作；有中国水利水电建设集团公司和中国葛洲坝集团等单位负责水电站建设和设备安装调试工作；有大型发电设备研发设计制造骨干企业，有遍布各省制造中小型水电设备的企业；有培养技术骨干的大学和学校，有广大的科研单位，因此才有可能集合全国优秀人才，齐心协力完成本卷编写工作，在此谨表衷心感谢。文中由于编写人员及资料遍布全国，时间较为仓促，书中难免有疏漏之处，热诚希望读者不吝指出，以便再版时改进。

本卷主编

黄安物

内 容 提 要

《中国电气工程大典》是由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会共同组织全国电气工程各领域的著名专家、学者编纂而成的。它是一部全面系统反映电气工程各领域最新成就和技术水平的综合性工具书。《中国电气工程大典》包括现代电气工程基础、电力电子技术、电气工程材料及器件、火力发电工程、水力发电工程、核能发电工程、可再生能源发电工程、电力系统工程、电机工程、输变电工程、配电工程、船舶电气工程、交通电气工程、建筑电气工程、电气传动自动化等15卷。

本书为《中国电气工程大典》的第5卷，水力发电工程卷。主要内容包括水力发电工程通论、水轮机、水轮发电机、水电站电气主接线和电气设备、水电站自动控制综合系统与装置、水电站运行、抽水蓄能电站等。

本书主要供电气工程技术人员、技术管理人员及大专院校师生使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

中国电气工程大典. 第5卷, 水力发电工程/梁维燕等主编; 中国电气工程大典编辑委员会编. —北京: 中国电力出版社, 2009. 3
ISBN 978-7-5083-8344-6

I. 中… II. ①梁…②中… III. ①电力工程-中国②水力发电工程-中国
IV. TM TV752

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 002596 号

中国电力出版社出版发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2010年1月第1版 2010年1月北京第1次印刷
880mm×1230mm 1/16 • 57.875印张 • 2586千字 • 2插页
定价 298.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签, 加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究



目 录

序	
前言	
本卷前言	
第1篇 水力发电工程通论	1
第1章 水力发电及水力资源	3
1 水力发电	3
1.1 水力发电原理	3
1.2 水力发电特点	3
1.3 水力发电简史	4
2 水电开发方式	6
2.1 开发方式综述	6
2.2 坝式开发	7
2.3 引水式开发	7
2.4 混合式开发	7
2.5 纯抽水蓄能电站	7
3 水电站的主要特征参数	8
3.1 水位与库容	8
3.2 水电站水头与引用流量	9
3.3 装机容量与保证出力	9
3.4 多年平均年发电量与装机容量年利用小时数	9
4 水力资源及开发情况	9
4.1 水力资源量计算	9
4.2 中国水力资源情况	10
4.3 世界水力资源情况	13
4.4 水力资源的开发情况	14
第2章 水电站的水工建筑物	17
1 概述	17
2 挡水建筑物	17
2.1 挡水建筑物的类型	17
2.2 常用坝型	18
2.3 大坝统计	20
3 泄水建筑物	20
3.1 泄水建筑物的作用与组成	20
3.2 主要泄水建筑物介绍	21
4 引水系统建筑物	24
4.1 引水系统建筑物的作用与组成	24
4.2 主要引水建筑物介绍	24
5 水电站厂房	27
5.1 水电站的厂房及厂区	27
5.2 水电站厂房布置	27
5.3 水电站主厂房结构	29
6 工程等别及建筑物级别	29
6.1 工程等别	29
6.2 水工建筑物级别	29
第3章 水电工程与环境	31
1 前言	31
2 水电开发与环境的关系	31
2.1 水电工程的主要环境效益	31
2.2 水电工程可能的不利环境影响	33
2.3 环境影响问题的对策与措施	36
3 水电建设的环保工作	37
3.1 水电工程的环境影响评价	37
3.2 水电工程的环境监测	37
3.3 水电工程竣工环境保护验收	38
4 水库移民及淹没处理	39
4.1 水库移民安置	39
4.2 水库库底清理及库区防护工程	41
4.3 库区综合开发	41
第4章 水电工程勘测设计	43
1 水电开发的阶段与勘测设计	43
1.1 水力资源普查(复查)	43
1.2 河流(段)规划	44
1.3 工程项目的研究设计	45
1.4 工程建设与验收	46
2 水电枢纽工程设计	47
2.1 水电枢纽的类型和布置	47
2.2 挡水建筑物(坝)的勘测设计	48
2.3 泄水建筑物设计	49
2.4 输水系统设计	50
2.5 水电站厂房设计	50
2.6 过坝设施设计	51
2.7 机电设计	51
2.8 水资源综合利用	52
3 主要勘测设计专业工作简介	53
3.1 水文、泥沙专业	53
3.2 水能规划及动能经济专业	53
3.3 地质勘测和测量专业	53
3.4 水工建筑专业	53
3.5 机电及金属结构专业	54
3.6 施工专业	54
3.7 水库专业	54
3.8 环保与水保专业	54
3.9 定额编制和概预算专业	54
3.10 经济评价专业	54
第5章 水工建筑物施工	56
1 概述	56
1.1 施工主要工序和工艺	56
1.2 中国水工建筑物的施工水平	57
2 施工导流	58
2.1 导流	59
2.2 截流	60
2.3 施工导截流典型案例	60
3 混凝土工程施工	61
3.1 混凝土生产	61
3.2 混凝土浇筑与养护	62
3.3 碾压混凝土施工	63
4 土石方工程施工	64
4.1 土石方明挖	64
4.2 土石坝工程	66
5 地下工程施工	68
5.1 隧洞开挖、支护与衬砌	68

5.2 大型地下洞室开挖与衬砌	69	6.2 地质问题测试技术	120
5.3 斜井、竖井施工	69	6.3 工程物探技术	121
第6章 水电站的机电设备	71	7 大型水轮发电机组先进技术	122
1 概述	71	7.1 机组设计先进技术	122
1.1 水电站机电设备的配置	71	7.2 机组制造先进技术	123
1.2 水电站机电设备的特点	71	8 水电建设应重点研究的问题	125
2 水电设备制造	72	8.1 水工水力学研究发展趋势	125
2.1 中国的水电设备制造业	72	8.2 混凝土结构研究的热点问题	125
2.2 当代世界水电设备工业的特点	81	8.3 岩土工程中值得研究的问题	126
2.3 国外主要水电设备制造商	81	8.4 其他应重点研究的问题	126
3 水电站机电安装	85	第9章 水电技术标准	127
3.1 现场安装的主要内容	85	1 概述	127
3.2 主要安装工作简介	85	1.1 标准化的基本概念	127
3.3 我国水电机电安装的发展情况	89	1.2 我国的标准化工作	127
第7章 水电站金属结构	91	1.3 我国水电标准化工作情况	129
1 概述	91	1.4 国际标准化活动简况	129
1.1 泄水建筑物金属结构	91	2 国内主要的水电技术标准	130
1.2 引水发电建筑物金属结构	91	2.1 有关水电的国家标准	130
1.3 通航建筑物金属结构	94	2.2 有关水电的行业标准	135
2 主要金属结构布置与设计	97	3 国际主要的水电技术标准	145
2.1 拦污栅	97	3.1 IEC的水电技术标准	145
2.2 闸门	98	3.2 其他常用的有关水电的技术标准	148
2.3 钢管	102	第10章 国内外著名水电站简介	149
2.4 启闭机	104	1 中国著名水电站简介	149
3 水电站金属结构制造与安装	108	1.1 已建著名水电站简介	149
3.1 闸门	108	1.2 在建著名水电站简介	156
3.2 钢管	109	2 国外著名水电站简介	160
3.3 启闭机	109	参考文献	167
3.4 我国水电站金属结构制作与安装水平	109	第2篇 水轮机	169
4 水电站金属结构防腐蚀	110	第1章 概论	171
4.1 涂料涂装	110	1 水电站与水轮机	171
4.2 热喷金属涂装	110	1.1 水电站	171
4.3 埋件涂装	110	1.2 水轮发电机组	171
第8章 水电科学技术	111	2 水轮机	171
1 概况	111	2.1 水轮机分类	171
2 水工水力学的科技进展	111	2.2 水轮机型号	171
2.1 高拱坝大流量泄洪消能技术研究	111	2.3 水轮机公称直径	172
2.2 导流洞改建(内消能)技术的 研究与应用	112	2.4 水轮机基本性能	172
2.3 几种新型消能工的研究与应用	112	2.5 各型水轮机的性能和特点	173
2.4 大流量、大落差、深水河道截流技术	112	3 水轮机的研发	177
3 水工材料的科技进展	112	3.1 水轮机研发的内容	177
3.1 混凝土耐久性研究	112	3.2 水轮机研发的软件方法	177
3.2 混凝土外加剂与高性能混凝土	113	3.3 水轮机研发的硬件条件	178
3.3 高分子材料研究进展与应用	113	4 水轮机的选型	178
3.4 水工结构修补及加固材料	114	5 水轮机结构	179
4 坝工技术的进展	114	5.1 反击式水轮机的组成	179
4.1 土石坝筑坝技术	114	5.2 冲击式水轮机的组成	179
4.2 碾压混凝土坝筑坝技术	115	6 水轮机的发展趋势	179
4.3 高拱坝的结构研究	116	6.1 高水头、大容量	179
4.4 高拱坝抗震技术研究	117	6.2 高质量、高效率	179
5 岩质高边坡与地下工程技术研究进展	118	6.3 稳定性、可靠性	180
5.1 岩质高边坡技术研究	118	6.4 综合治理水轮机磨蚀问题	180
5.2 地下工程研究	119	6.5 由追求最高效率的提高到总体运行 范围内效率的最优	180
6 水电勘测科技进展	120	6.6 加速老水电站的改造	180
6.1 钻探新技术	120		

6.7 提高自动化监测和保护水平	180	7.8 顶盖取水	191
6.8 水轮机在新能源领域和节能 领域的应用	180	7.9 自润滑轴套	191
6.9 环保趋势	180	7.10 环保型轴流转桨式转轮技术的研究	192
第2章 水轮机的研发	181	7.11 轴向水推力减少的结构	192
1 概述	181	7.12 导水机构部件	192
1.1 水轮机的基本参数	181	7.13 补气结构	192
1.2 相似原理	181	第3章 水轮机选型	193
1.3 模型与原型的关系	181	1 概述	193
1.4 水轮机的研发与模型试验、计算流体力学 (Computational Fluid Dynamics, CFD) 的关系	182	2 水轮机基本参数的选择和确定	197
2 水轮机主要特性	182	2.1 水轮机的选型流程说明	197
2.1 能量特性	182	2.2 水位与水头分析	197
2.2 空化特性	182	2.3 额定转速和比转速的确定	197
2.3 泥沙磨损	183	2.4 转轮直径的确定	198
2.4 水轮机稳定性	184	2.5 电站安装高程的确定	198
2.5 水轮机的可靠性	185	2.6 原型效率的确定	199
3 水轮机的模型开发	185	2.7 单位转速的确定	199
3.1 水轮机通流部件的水力设计 及计算流体力学 (CFD) 计算	185	2.8 单位流量的确定	199
3.2 水轮机的水力部件强度计算	187	2.9 飞逸转速的确定	199
4 水轮机的模型试验的条件及内容	187	2.10 水推力的确定	199
4.1 试验的标准	187	2.11 水轮机性能的综合分析	199
4.2 模型试验台	187	3 水轮机通流部件尺寸的确定	199
4.3 模型装置	187	3.1 水轮机流道	199
4.4 成像观察	188	3.2 固定导叶	200
4.5 流场测试	188	3.3 活动导叶	200
4.6 试验内容一览表	188	3.4 蜗壳	201
4.7 水轮机综合特性曲线	188	3.5 尾水管	201
5 水轮机的现场试验	188	3.6 电站厂房布置及机组控制尺寸的确定	202
5.1 现场试验标准	188	4 调节保证 (过渡过程) 计算	202
5.2 相对效率试验	190	4.1 大波动过渡过程计算	202
5.3 绝对效率试验	190	4.2 机组间动态大波动过渡过程的 相互影响计算	203
5.4 水力稳定性试验	190	4.3 小波动过渡过程计算	203
5.5 机械稳定性试验	190	4.4 计算方法、模型试验和现场 试验的情况介绍	203
5.6 叶片动应力测试	190	5 质量估算	203
5.7 水轮机在线监测	190	5.1 水轮机净质量的估算	203
5.8 空蚀检查	190	5.2 金属蜗壳质量	204
6 材料及工艺研究	190	5.3 混流式水轮机转轮质量	204
6.1 抗空蚀材料的研究	190	5.4 轴流转桨式水轮机转轮质量	204
6.2 抗磨损材料的研究	190	6 冲击式水轮机的选型	204
6.3 抗磨蚀材料的研究	191	6.1 水斗式水轮机	204
6.4 抗裂纹、抗疲劳、高寿命材料的研究	191	6.2 斜击式水轮机	207
6.5 铸造工艺的计算机过程模拟	191	6.3 双击式水轮机	207
6.6 叶片热弯成型工艺的计算机过程模拟	191	第4章 混流式水轮机的结构设计	208
6.7 焊接工艺的计算机过程模拟	191	1 概述	208
6.8 数控工艺的计算机过程模拟	191	2 混流式水轮机的总体布置及典型实例	208
7 新结构的研究	191	2.1 总体布置	208
7.1 长短叶片转轮	191	2.2 典型实例	208
7.2 圆筒阀	191	2.3 轴系稳定性计算	209
7.3 转轮与主轴连接结构	191	3 蜗壳的结构设计	209
7.4 大转轮结构	191	3.1 蜗壳种类	209
7.5 双平板座环结构	191	3.2 混凝土蜗壳	209
7.6 轴承结构	191	3.3 金属蜗壳	209
7.7 主轴密封结构	191	4 座环的结构设计	210
		4.1 座环的种类	210
		4.2 碟形边座环	210

4.3 双平板座环	210	2.3 轴系稳定性计算	226
5 导水机构的结构设计	210	3 灯泡体及其支撑结构的结构设计	226
5.1 导叶	210	4 水轮机引水室、管形座	226
5.2 导叶传动机构	211	5 锥形导水机构的结构设计	226
5.3 导叶接力器	211	5.1 导叶	226
5.4 顶盖	212	5.2 导叶传动机构	226
5.5 底环	212	5.3 导叶接力器	229
5.6 控制环	212	5.4 外配水环	229
6 转轮的结构设计	212	5.5 内配水环	229
7 尾水管的结构设计	213	5.6 控制环	229
8 主轴设计	213	6 转轮的结构设计	230
9 主轴密封设计	214	7 尾水管的结构设计	231
10 导轴承	215	8 受油器及操作油管	231
10.1 稀油润滑油浸式分块瓦水导轴承	215	9 主轴设计	232
10.2 稀油润滑筒式水导轴承	215	10 主轴密封设计	232
10.3 水润滑橡胶轴承	215	11 水轮机导轴承设计	233
11 附属装置的结构设计	215	12 附属装置的结构设计	233
11.1 补气装置	215	12.1 轴承润滑油系统	233
11.2 取水装置	216	12.2 油水气管路系统	233
11.3 排水阀	216	12.3 测量仪表管路系统	233
11.4 真空破坏阀	216	12.4 地板扶梯栏杆	233
第5章 轴流式水轮机的结构设计	217	12.5 安装工具	233
1 概述	217	第7章 冲击式水轮机的结构设计	234
2 轴流式水轮机的典型实例	217	1 概述	234
3 蜗壳的结构设计	217	2 冲击式水轮机的总体布置及典型实例	234
3.1 蜗壳种类	217	2.1 总体布置	234
3.2 混凝土蜗壳	217	2.2 典型实例	234
3.3 金属蜗壳	217	2.3 轴系稳定性计算	234
4 座环的结构设计	217	3 配水环的结构设计	234
4.1 座环的种类	217	4 机壳的结构设计	235
4.2 与金属蜗壳连接的座环	219	5 喷管部件的结构设计	236
4.3 与混凝土蜗壳连接的座环	219	5.1 喷管的结构设计	236
5 导水机构的结构设计	220	5.2 折向器	236
5.1 导叶	220	5.3 制动喷嘴	236
5.2 导叶传动机构	220	6 转轮的结构设计	237
5.3 导叶接力器	220	7 主轴设计	237
5.4 顶盖和支持盖的结构型式	220	8 主轴密封设计	237
5.5 底环	221	9 导轴承	237
5.6 控制环	221	10 进气阀	237
6 轴流式水轮机转轮的结构设计	221	第8章 水轮机进水阀门的设计	238
6.1 轴流定桨式转轮	221	1 概述	238
6.2 轴流转桨式转轮	221	1.1 作用	238
6.3 转桨式转轮主要部件设计	221	1.2 型号	238
7 尾水管的结构设计	222	1.3 水轮机进水阀门的特点及应用范围	239
8 受油器及操作油管	222	2 蝶阀	239
9 主轴及操作油管设计	223	2.1 蝶阀结构	239
9.1 主轴的结构	223	2.2 蝶阀操作的方式、控制机构的 组成部分及控制原理	240
9.2 操作油管	224	3 球阀	241
10 主轴密封设计	224	3.1 球阀结构	241
11 导轴承	224	3.2 球阀操作的方式、控制机构 的组成部分及控制原理	242
12 其他辅助设备的结构设计	224	4 圆筒阀	243
第6章 贯流式水轮机的结构设计	225	4.1 圆筒阀直径的选择	243
1 概述	225	4.2 圆筒阀的分类	243
2 贯流式水轮机的总体布置及典型实例	225	4.3 圆筒阀的结构	243
2.1 总体布置	225		
2.2 典型实例	225		

5 进水阀的附属设备	244	3.8 集电装置	298
5.1 旁通阀	244	4 推力轴承	299
5.2 伸缩节	244	4.1 推力轴承支撑结构型式	299
5.3 连接管	244	4.2 扇形瓦推力轴承润滑计算	304
5.4 空气阀	244	4.3 推力轴承的油压顶起减载装置	307
第3篇 水轮发电机	245	4.4 推力轴承油循环冷却	310
第1章 概述	247	4.5 推力轴承主要结构部件	317
1 水轮发电机分类	247	4.6 磁力减载装置	323
1.1 常规型式水轮发电机	247	5 导轴承	324
1.2 灯泡贯流式水轮发电机	247	5.1 导轴承结构型式	324
1.3 发电电动机	250	5.2 导轴承设计与计算	325
2 水轮发电机型号	250	5.3 导轴承主要结构部件	328
第2章 水轮发电机主要参数	251	6 机架	331
1 电气参数设计	251	6.1 机架结构型式与分类	331
1.1 电负荷 A	251	6.2 机架主要结构部件	332
1.2 空载气隙磁通密度 B_0 (磁负荷)	251	6.3 机架适应变形的结构	333
1.3 电、磁负荷的匹配	251	6.4 上机架与基础的传力方式	333
1.4 短路比	251	6.5 机架允许振动值	333
1.5 直轴同步电抗 X_d	251	6.6 负荷机架的计算	333
1.6 直轴瞬变电抗 X_d'	252	7 灭火系统	335
1.7 直轴超瞬变电抗 X_d''	252	7.1 灭火方式	335
1.8 磁路设计	252	7.2 水灭火系统	336
1.9 其他参数	253	7.3 不同灭火系统的应用	336
1.10 损耗与效率	253	8 发电机中性点接地装置	336
2 尺寸参考设计	255	8.1 大型发电机中性点基本接地方式	336
2.1 定子铁心内径 D_i 和定子铁心 长度 l_i 的选择	255	8.2 水轮发电机中性点接地特点	337
2.2 气隙长度 σ 的选择	255	8.3 经消弧线圈接地	337
2.3 定子槽数的选择	256	8.4 经高电阻接地	338
2.4 定子绕组设计	256	8.5 设计原则与计算	338
3 运行特性	257	9 制动器及制动系统	339
3.1 空载特性	257	9.1 制动系统功能及制动器结构	339
3.2 短路特性	258	9.2 制动器计算	340
3.3 功率运行特性	258	9.3 电制动	340
3.4 V形曲线	259	9.4 制动力矩与转速的关系	341
3.5 短路运行	260	9.5 机组转速与时间的关系	341
第3章 水轮发电机结构	262	9.6 计算各种制动力矩	341
1 水轮发电机总体结构	262	9.7 制动耗气量计算	341
1.1 水轮发电机结构型式	262	第4章 水轮发电机通风冷却系统	342
1.2 水轮发电机总体结构	262	1 水轮发电机通风系统分类及特点	342
1.3 悬式和伞(半伞)式结构的判断	267	1.1 按循环方式分类	342
1.4 全伞式机组稳定性	267	1.2 按空气在发电机内的流动路径分类	342
2 定子	267	1.3 按空气进入发电机的路径分类	343
2.1 定子机座	268	1.4 按有无风扇分类	343
2.2 定子铁心	270	1.5 按空气循环起因分类	343
2.3 定子绕组	276	2 典型大型立式水轮发电机通风系统	343
2.4 定子装配	281	2.1 典型立式水轮发电机双路进风径向 通风端部回风系统	343
3 转子	291	2.2 其他普通立式水轮发电机双路进风径向 通风端部回风系统	343
3.1 转轴	291	2.3 典型抽水蓄能水轮发电机通风系统	344
3.2 转子支架	294	2.4 典型灯泡贯流式水轮发电机通风系统	344
3.3 磁轭	294	3 水轮发电机通风系统设计与计算	345
3.4 制动环	296	3.1 通风系统基本要求	345
3.5 旋转挡风板	296	3.2 通风计算的目 的	345
3.6 磁极	296	3.3 风路计算	345
3.7 风扇	298	4 水轮发电机通风冷却的数值分析	346

4.1	CFD 分析的前处理	347	1.2	悬式水轮发电机一般安装程序	382
4.2	CFD 分析的边界条件设置和仿真求解	347	1.3	伞式水轮发电机一般安装程序	382
4.3	CFD 分析的后处理	348	2	定子装配	382
5	水轮发电机冷却系统的发展	348	2.1	定子组合工艺及要求	382
6	水轮发电机冷却系统的分类、特点和适用范围	348	2.2	分瓣定子合缝嵌线	382
6.1	水轮发电机冷却系统的分类	348	2.3	工地叠片和嵌线定子	383
6.2	不同冷却系统的特点及适用范围	348	3	转子装配	383
7	全空冷水轮发电机	349	3.1	转子支架的组装及焊接	383
7.1	空冷技术的发展	349	3.2	磁轭装压	383
7.2	大型空冷水轮发电机的研究与试验	349	4	上、下机架装配	384
7.3	大型空冷水轮发电机设计特点	350	4.1	组合式机架装配	384
8	水内冷水轮发电机	350	4.2	焊接式机架装配	384
8.1	水内冷水轮发电机定、转子冷却部件的组合方式	350	5	发电机总装	384
8.2	水内冷水轮发电机设计特点	350	5.1	定子安装	384
8.3	水内冷水轮发电机结构	351	5.2	转子安装	384
8.4	水内冷水轮发电机冷却水循环系统	354	5.3	机架安装	384
8.5	水内冷水轮发电机的部分计算	355	5.4	推力轴承安装	384
9	水轮发电机发热与传热	356	5.5	推力轴承调整受力	385
9.1	水轮发电机内的热源	356	5.6	机组中心调整	385
9.2	水轮发电机的通风损耗	356	5.7	导轴承瓦间隙的确定	385
9.3	水轮发电机的发热与冷却过程及散热方式	357	6	工地试验	385
9.4	水轮发电机的温升极限及影响因素	358	6.1	水轮发电机试验标准	385
9.5	水轮发电机发热对材料的影响	358	6.2	水轮发电机试验	386
9.6	水轮发电机中的传热现象	359	第 4 篇	电气主接线和电气设备	389
第 5 章	蒸发冷却水轮发电机	364	第 1 章	电气主接线	391
1	蒸发冷却水轮发电机的原理及特点	364	1	概述	391
2	国内蒸发冷却水轮发电机运行概况及其成熟性	364	2	发电机电压侧接线	391
3	蒸发冷却介质	364	2.1	有汇流母线的接线	391
4	蒸发冷却水轮发电机设计特点	365	2.2	发电机—变压器组合接线	392
5	蒸发冷却水轮发电机结构	365	3	升高电压侧接线	393
5.1	总体布置	365	3.1	变压器—线路组接线	393
5.2	蒸发冷却系统部分主要部件	365	3.2	桥形接线	393
5.3	蒸发冷却系统部分检测系统	366	3.3	单母线及单母线分段接线	394
5.4	蒸发冷却供排液系统	366	3.4	双母线及双母线带旁路母线接线	394
第 6 章	贯流式水轮发电机	367	3.5	角形接线	395
1	贯流式水轮发电机概述	367	3.6	3/2 断路器与 4/3 断路器接线	395
2	贯流式水轮发电机的类型和特点	367	3.7	均衡母线接线	396
2.1	轴伸贯流式水轮发电机组	367	3.8	母线变压器接线	396
2.2	全贯流（轮缘）式水轮发电机组	368	4	抽水蓄能电站电动工况启动接线	397
2.3	灯泡贯流式水轮发电机组	368	4.1	抽水蓄能电站主接线特点	397
2.4	竖井贯流式水轮发电机组	370	4.2	电动工况启动接线	397
3	灯泡贯流式水轮发电机	371	5	厂用电接线	398
3.1	主要参数	371	5.1	水电站厂用电主要特点	398
3.2	结构设计	372	5.2	厂用电源配置与取得方式	398
3.3	通风冷却系统	377	5.3	厂用电接线	398
3.4	发电机进人孔框架、封水盖板、导流板	380	5.4	厂用变压器与厂用电设备	399
3.5	发电机辅助支撑	380	第 2 章	主变压器	400
3.6	灯泡贯流式水轮发电机消防灭火方式	380	1	主变压器选型	400
3.7	灯泡贯流式水轮发电机的防潮	380	1.1	主变压器选择特点	400
第 7 章	水轮发电机安装及试验	382	1.2	主变压器结构型式选择	400
1	一般安装程序	382	1.3	主变压器参数选择	400
1.1	悬式和伞式水轮发电机部件预装配	382	2	主变压器布置	400
			2.1	主变压器布置型式	401
			2.2	主变压器布置位置	401
			2.3	不同厂房型式的变压器布置	401

第3章 高压配电装置	404	2.4 网络系统管理机制	428
1 概述	404	2.5 网络介质的选择	429
2 高压配电装置位置选择原则	404	3 硬件	429
3 敞开式配电装置	404	3.1 主站级设备	429
3.1 低式布置	404	3.2 现地控制单元	430
3.2 中式布置	405	3.3 电源系统	431
3.3 半高式布置	405	4 主站系统功能	431
3.4 高式布置	405	4.1 数据采集	431
4 气体绝缘金属封闭开关设备配电装置	406	4.2 安全监视与人机联系	432
4.1 GIS 配电装置特点	406	4.3 电站设备的指令操作	432
4.2 GIS 配电装置布置	406	4.4 生产统计与管理	432
5 混合式配电装置	407	4.5 报表打印	432
第4章 过电压保护	408	4.6 On-call 系统	433
1 系统电压和中性点接地方式	408	4.7 WEB 信息发布	433
1.1 电气设备运行电压和承受的各种电压	408	4.8 自动发电控制	433
1.2 系统中性点接地方式	408	4.9 厂内经济运行	433
2 暂时过电压、操作过电压及其保护	409	4.10 梯级水电厂的经济运行	433
2.1 暂时过电压及其限制	409	4.11 自动电压控制	433
2.2 操作过电压及其保护	410	4.12 智能辅助运行 (CAO)	433
3 雷电过电压保护	411	4.13 培训仿真系统	433
3.1 架空线路段雷电过电压保护	411	4.14 事故记录与分析系统	433
3.2 发电厂雷电过电压保护	411	4.15 通信	433
3.3 旋转电机雷电过电压保护	412	4.16 数据库与数据管理	434
3.4 中性点雷电过电压保护	413	4.17 系统授权管理	434
4 绝缘配合	413	4.18 系统自诊断与自恢复	434
4.1 绝缘配合原则	413	5 现地控制单元功能	434
4.2 架空线路段绝缘配合	414	5.1 数据采集与处理	434
4.3 发电厂绝缘配合	414	5.2 人机联系	435
第5章 接地	415	5.3 控制与调节	435
1 接地设计标准	415	5.4 水力机械保护	435
1.1 接地分类及要求	415	5.5 通信功能	435
1.2 低压供电接地	415	5.6 自诊断功能	435
1.3 接地电阻要求	415	6 软件	435
2 接地电阻计算	416	6.1 系统软件	435
2.1 工频接地电阻计算	416	6.2 基本应用软件	436
2.2 冲击接地电阻计算	417	6.3 高级应用软件	436
3 均压网设计	418	6.4 开发支持软件	436
3.1 均压网设计一般要求	418	7 系统性能指标 (Index of system performance)	437
3.2 接触、跨步电位差允许值	418	7.1 实时性	437
3.3 接触、跨步电位差计算	418	7.2 可靠性 (Reliability)	438
3.4 接地装置电位和入地电流计算	419	7.3 可维修性 (Maintainability)	438
3.5 接地装置工频暂态电压的反击	419	7.4 可用率 (Availability)	438
4 接地装置	419	7.5 可扩展性 (Expandability)	438
4.1 接地装置一般要求	419	8 典型系统与应用实例	438
4.2 接地导体截面选择及计算	420	8.1 多层分布开放系统——三峡右岸	
4.3 接地体防腐和标志	421	电站计算机监控系统	438
4.4 接地电阻测量	421	8.2 H9000 V4.0 计算机监控系统	440
第5篇 水电站自动控制综合系统与装置	423	8.3 梯级远方集控系统——白山梯级	
第1章 概述	425	水电站计算机监控系统	442
第2章 水电站计算机监控系统	426	8.4 NC2000 水电厂自动化监控系统	443
1 概述	426	第3章 水轮机调速系统	445
2 系统结构类型与选择	426	1 水轮机调速系统的构成及其任务	445
2.1 系统总体结构	426	1.1 水轮机调速系统的构成	445
2.2 主站系统结构	427	1.2 水轮机调速器任务	445
2.3 网络系统拓扑结构	428	1.3 水轮机调速系统的特点	445
		2 水轮机调速器	445

2.1 我国水轮机调速器发展的历史及现状	445	7.5 实时仿真系统原理	470
2.2 水轮机调速器的系统结构	446	第4章 水轮发电机励磁系统	473
2.3 水轮机调速器的调节规律	448	1 概述	473
2.4 水轮机调速器的调节模式	449	1.1 水轮发电机励磁系统的作用	473
2.5 水轮机调速器的静态特性	449	1.2 水轮发电机励磁系统的发展及现状	473
2.6 水轮机调速器的动态特性	450	2 水轮发电机励磁系统的组成及特点	476
2.7 水轮机调速器的功能	450	2.1 水轮发电机励磁系统的组成	476
3 水轮机调速器的电气部分	451	2.2 微机励磁调节器的组成及特点	476
3.1 概述	451	2.3 励磁功率整流装置的组成及特点	476
3.2 微机调速器测速环节	451	2.4 励磁灭磁及转子过电压保护 系统的组成及特点	477
3.3 调速器开关量输入	452	2.5 起励装置	477
3.4 调速器开关量输出	452	3 励磁调节器	477
3.5 调速器的模拟量输入	452	3.1 励磁调节器的系统组成及工作原理	477
3.6 调速器的模拟量输出	452	3.2 励磁调节器的控制规律	479
3.7 调速器的位控输出	452	3.3 比较典型的励磁调节器数学模型	480
3.8 控制电动机及其驱动器 (步进、直流、交流)	453	3.4 励磁调节器通道配置	482
3.9 比例阀和数字阀及其驱动器	453	3.5 励磁调节器调节方式	482
3.10 调速器与上位机通信的接口与协议	453	3.6 励磁调节器的功能	483
3.11 调速器的现场总线技术	453	3.7 励磁调节器的人机界面	485
3.12 调速器的人机界面	453	3.8 励磁调节器的对外接口	485
3.13 调速器的辅助测试与仿真功能	454	3.9 励磁调节器的调试软件	486
3.14 调速器调节规律的形成	454	3.10 励磁调节器的性能保证和技术条件	486
3.15 调速器电气协联的实现	454	4 功率整流系统	486
3.16 多控单元调速器的调节与控制	455	4.1 对功率整流系统的要求	486
3.17 单微机与双微机控制的调节器构成	455	4.2 功率整流系统的运行模式	486
3.18 微机调节器硬件的选择	455	4.3 晶闸管元件的选用	487
4 水轮机调速器的机械液压系统及主要部件	455	4.4 快速熔断器的选用	487
4.1 概述	455	4.5 功率整流系统的冷却方式	488
4.2 电液随动系统	455	4.6 功率整流系统的结构形式	488
4.3 机械液压随动系统	458	4.7 功率整流系统的过电压保护	488
4.4 电液转换装置	459	4.8 功率整流系统的智能化控制	489
4.5 前置液压放大器	460	5 灭磁系统	489
4.6 主配压阀	460	5.1 灭磁系统的任务及要求	489
4.7 分段关闭装置	461	5.2 灭磁方式的分类及特点	490
4.8 机组防飞逸装置(事故 配压阀、重锤关机)	461	5.3 灭磁开关	491
4.9 紧急停机装置	463	5.4 灭磁电阻	492
4.10 滤油器	463	5.5 转子过电压保护	492
4.11 主接力器位置反馈装置	463	6 励磁变压器	493
5 油压装置	463	6.1 励磁变压器的形式及特点	493
5.1 油压装置的形式和组成	463	6.2 励磁变压器的结构与设计	494
5.2 压力油罐	463	6.3 励磁变压器的辅助系统	494
5.3 油泵	464	6.4 励磁变压器的选用计算	495
5.4 组合阀	464	7 特殊类型水轮发电机励磁系统	496
5.5 回油箱	464	7.1 抽水蓄能机组励磁系统	496
6 典型的水轮机调速器实例	464	7.2 电制动系统	496
6.1 GLT-100 型贯流式水轮机调速器	464	8 水轮发电机励磁系统的调试与试验	498
6.2 抽水蓄能机组的数字式电液调速器	466	8.1 遵循的试验标准	498
6.3 WB(L) T 型 PCC 调速器	467	8.2 标准规定的励磁系统试验项目	498
7 水轮机调速系统的试验、测试及 实时仿真系统	468	8.3 具体的励磁设备试验内容	498
7.1 试验项目	468	8.4 励磁调节器电磁兼容性试验	498
7.2 系统功能及测试项目	469	8.5 电力系统稳定器试验	499
7.3 硬件配置及要求	470	9 水轮发电机励磁系统的运行及维护	499
7.4 软件功能及要求	470	9.1 水轮发电机励磁系统的运行	499
		9.2 水轮发电机励磁系统的维护	501
		10 水轮发电机励磁系统的典型应用实例	502

10.1 电站励磁系统的特点	502	4.5 油压系统	544
10.2 公伯峡励磁系统设计方案	503	第7章 水电厂水情自动测报系统	548
第5章 水电厂继电保护	506	1 概述	548
1 概述	506	1.1 水情自动测报系统组成	548
1.1 水电厂继电保护发展	506	1.2 水电厂水情自动测报系统发展历程	548
1.2 水电厂继电保护的特点	506	2 水情自动测报技术	549
2 水轮发电机保护	507	2.1 遥测站	549
2.1 发电机内部故障分析和保护	507	2.2 中继站	549
2.2 定子单相接地保护	510	2.3 中心站	550
2.3 励磁回路接地保护	513	2.4 数据通信	550
2.4 失磁保护	513	3 无线通信组网设计与电路质量测试	550
2.5 失步保护	514	3.1 无线通信组网设计	550
3 变压器保护	515	3.2 无线电路质量测试	551
3.1 变压器保护配置原则	515	4 水情自动测报系统总体设计	553
3.2 变压器保护方案选择	516	4.1 概述	553
4 母线保护	516	4.2 建设水情遥测系统的必要性、可行性 与设计依据	553
4.1 母线保护的配置原则	516	4.3 设计原则	554
4.2 母线保护方案选择	517	4.4 系统基本功能	554
4.3 TA 特性对母线保护的影响	518	4.5 系统工作体制选择	554
5 断路器保护	518	4.6 系统硬件配置及主要技术指标	555
5.1 断路器保护配置原则	518	4.7 操作系统及应用软件	556
5.2 母线形主接线的断路器失灵 保护设计原则	519	4.8 系统的供电及防雷措施	556
5.3 多角形主接线的失灵保护	519	4.9 系统可靠性	557
5.4 微机型失灵保护特点	519	4.10 土建工程	557
6 厂用电保护及安全自动装置	519	4.11 系统建设进度、人员编制和培训	559
6.1 厂用变压器保护	519	4.12 系统工程概算	559
6.2 厂用母线保护	520	5 系统的建设与考核	559
6.3 厂用联络线保护	520	5.1 系统的建设	559
6.4 备用电源自动投入装置	520	5.2 系统的考核验收	559
7 故障录波	520	6 水情自动测报系统常见问题及解决方法	560
7.1 故障录波的配置原则	520	6.1 硬件部分	560
7.2 发变组故障录波	521	6.2 软件部分	560
7.3 开关站(线路)故障录波	521	7 卫星通信在水情自动测报系统中的应用	560
8 继电保护及故障录波信息管理系统	521	7.1 海事(Inmarsat)卫星通信在富春江水 情测报系统中的应用	561
8.1 设计原则	521	7.2 VSAT 卫星通信在映秀湾水情 自动测报系统中的应用	562
8.2 系统结构	521	8 卫星与 GSM 通信在水情信道质量 测试中的应用实例	562
8.3 系统功能	521	8.1 测试结果的分析	562
9 火电厂继电保护配置实例	528	8.2 结论	563
第6章 水电厂自动化元件及辅机控制系统	529	第8章 水电站闸门控制系统	564
1 水电厂自动化元件应用综述	529	1 概况	564
2 水电厂自动化元件配置	529	2 水电站闸门启闭机简介	564
2.1 温度测量	530	2.1 固定卷扬式启闭机	564
2.2 压力测量	530	2.2 液压启闭机	564
2.3 流量测量	531	2.3 门式启闭机	565
2.4 液位测量	532	2.4 桥式启闭机	565
2.5 位置	533	2.5 台车式启闭机	565
2.6 其他	533	3 闸门启闭电气传动与控制技术及装置	565
3 水电厂自动化执行元件及装置	534	3.1 液压启闭机的控制	565
3.1 电控类	534	3.2 固定卷扬式启闭机及四连杆启闭机 的电气传动与控制	567
3.2 液控类	535	3.3 门桥机电气传动与控制	569
4 水电厂辅机控制系统	536	4 闸门检测技术及装置	570
4.1 控制系统综述	536		
4.2 压缩空气系统	538		
4.3 供水系统	542		
4.4 排水系统	542		

4.1 闸门开度检测	570	2.2 搭建水电站 MIS 系统网络	607
4.2 闸门位置检测	571	3 水电站管理信息系统软件	607
4.3 门、桥机检测装置	571	3.1 综合性 MIS 系统	608
4.4 水位/水位差测量装置	572	3.2 专用性 MIS 系统	611
4.5 检测信号的处理和使用	573	4 水电站管理信息系统的开发基础	612
5 闸门监控技术及装置	573	4.1 系统开发的认识	612
5.1 集中控制设备设置的原则	573	4.2 系统的开发方式与阶段	613
5.2 监控系统网络结构	573	5 水电站管理信息系统开发的调查与分析	613
5.3 集中控制功能	573	5.1 组织结构调查	614
5.4 集中控制设备配置	573	5.2 事务处理调查	614
6 水电站闸门控制自动化系统实例	574	5.3 信息流程调查与分析	614
6.1 泄水闸的电气传动与控制实例	574	6 水电站管理信息系统开发的设计	614
6.2 水闸监控的典型工程实例	575	6.1 系统总体设计	614
第 9 章 水轮发电机组状态监测系统	578	6.2 系统物理设计	615
1 概述	578	6.3 系统设计方案编写与评审	619
1.1 开展状态监测的必要性	578	7 水电站管理信息系统开发的实施	619
1.2 国外发展状况	578	7.1 系统环境的实施	619
1.3 国内发展状况	579	7.2 系统编程开发	619
1.4 状态监测系统的设计原则	580	7.3 系统调试	620
2 状态监测系统的构成	580	7.4 编写系统使用说明书	620
2.1 状态监测系统的基本结构	580	7.5 系统的建立与转换	621
2.2 测点布置	581	7.6 系统验收	621
2.3 各类机组的典型测点配置	583	8 水电站管理信息系统的管理与维护	621
3 状态监测系统的设备组成	584	8.1 系统管理与维护的组织	621
3.1 传感器选型	584	8.2 系统的日常管理与维护	622
3.2 数据采集装置的选型	590	9 实例——水电站专用 MIS 系统应用	
3.3 上位机及网络设备的配置	591	软件方案介绍	622
4 状态监测系统的功能	593	9.1 系统建设目标与原则	622
4.1 振动摆度监测分析	593	9.2 应用系统平台选型描述	622
4.2 压力脉动监测分析	593	9.3 MAXIMO 软件典型基本功能描述	623
4.3 空化与能量监测分析	593	9.4 应用系统功能	624
4.4 发电机气隙监测分析	594	第 11 章 水电工程安全监测	626
4.5 发电机磁场强度监测分析	594	1 概述	626
4.6 发电机局部放电监测分析	595	1.1 安全监测的目的	626
4.7 发电机运行参数监测分析	595	1.2 监测范围与监测项目	626
4.8 报警与预警	595	1.3 监测工作的基本要求	626
4.9 数据管理	596	2 外部变形监测	627
4.10 故障诊断	596	2.1 监测内容	627
4.11 优化运行	596	2.2 监测设施和仪器设备	627
4.12 检修指导	596	2.3 监测方法与成果	628
4.13 性能评估与试验	596	3 内部变形监测	629
4.14 状态报告	597	3.1 监测内容	629
4.15 远程监测分析	598	3.2 监测仪器设备	629
4.16 其他功能	598	3.3 观测及资料整理	631
5 状态监测系统的典型应用	598	4 接缝和裂缝监测	632
5.1 实施概况	598	4.1 监测内容	632
5.2 总体结构	598	4.2 监测仪器设备	632
5.3 监测内容	599	4.3 观测及资料整理	632
5.4 设备配置	599	5 渗流渗压监测	633
5.5 主要功能	601	5.1 监测内容	633
5.6 应用情况	602	5.2 监测仪器设备	633
5.7 应用经验	604	5.3 观测方法与成果	634
第 10 章 水电站管理信息系统	605	6 应力、应变、压力及温度监测	634
1 概述	605	6.1 监测内容	634
2 水电站管理信息系统硬件	605	6.2 监测仪器设备	634
2.1 水电站管理信息系统网络	605	6.3 观测及资料整编	635

7 环境量监测	636	9.7 通信光缆	647
7.1 监测内容	636	10 微波通信	647
7.2 仪器设备	636	10.1 系统特点及组成	647
7.3 观测	637	10.2 PDH 系统指标	647
8 巡视检查	637	10.3 SDH 系统指标	649
8.1 巡视检查内容	637	10.4 路由断面设计	650
8.2 巡视检查方法	637	10.5 系统核算方法	651
8.3 巡视检查报告编制	637	10.6 设备选型及配置	651
9 工程安全监测自动化	637	11 电力线载波通信	651
9.1 监测自动化项目和内容的选择原则	637	11.1 系统组成	652
9.2 监测自动化系统组成及网络布置形式	638	11.2 耦合方式	652
9.3 监测自动化系统功能要求	638	11.3 通道及频率	652
9.4 现场安装调试	639	11.4 设备选型及配置	652
9.5 系统运行管理与维护	639	12 卫星通信	653
10 监测资料整编分析	640	12.1 系统组成	653
10.1 监测资料分析目的和内容	640	12.2 地球站的设置	653
10.2 监测资料分析方法	641	13 通信电源	653
10.3 监测资料应用与反馈	641	13.1 系统主要特点	653
第 12 章 水电站通信系统	643	13.2 系统组成	653
1 通信系统特点	643	13.3 系统配置	653
1.1 可靠性要求高	643	14 设备布置	653
1.2 通信方式多样化	643	15 仪器仪表	654
1.3 信息种类繁多	643	15.1 厂内通信	654
1.4 适应各类接口	643	15.2 光纤通信	654
1.5 设备布置相对集中	643	15.3 载波通信	654
2 系统组成及方式	643	15.4 微波通信	654
2.1 系统组成	643	15.5 卫星地球站、移动通信等	654
2.2 通信方式	643	16 三峡水利枢纽通信网络组网实例	654
3 对外通信系统	643	参考文献	655
3.1 与水利系统的通信	643		
3.2 与电力系统的通信	643	第 6 篇 水电站运行	657
3.3 与公用电信部门的通信	643	第 1 章 概述	659
4 电站内部通信系统	643	1 水能资源的地位、作用和运行特点	659
4.1 内部调度通信	643	1.1 水能资源的地位	659
4.2 内部行政通信	644	1.2 水能资源的作用及影响	659
4.3 有线通信线路	645	1.3 水电站的运行特点	661
5 航运通信	645	2 水电站运行的任务、原则和内容	663
6 施工期通信	646	2.1 水电站运行的任务	663
6.1 施工内部通信	646	2.2 水电站运行的原则	664
6.2 施工对外通信	646	2.3 水电站运行的内容	665
7 梯级水电站及水电站群的通信	646	3 水电站运行方式	666
7.1 调度管理中心的通信	646	3.1 水电站的经济运行方式	666
7.2 梯级水电站及水电站群的系统通信	646	3.2 水电站调节性能及其运行方式	667
8 综合网络管理	646	4 抽水蓄能电站及其运行方式	669
8.1 主要任务	646	4.1 抽水蓄能电站在电力系统中的作用	669
8.2 设置原则	646	4.2 抽水蓄能电站工作原理	670
8.3 基本功能	646	4.3 抽水蓄能电站类型	670
8.4 网络结构	646	4.4 抽水蓄能电站运行方式	671
8.5 软件系统	646	5 水电站及其互联电力系统联合优化	
9 光纤通信	647	安全经济运行	672
9.1 传输体制	647	5.1 电力系统中水、火电日负荷分配	672
9.2 传输容量选择	647	5.2 电力系统中水电站水库群联合优化运行	673
9.3 保护方式	647	第 2 章 水电站及水库动力特性	675
9.4 设备配置	647	1 机组段动力特性	675
9.5 公务电话	647	1.1 机组段流量特性曲线绘制	675
9.6 光纤传输网管	647	1.2 水电站的机动性及开停机耗水量	676

2 水电站水能动力特性	677	3.1 机组间最优负荷的分配	711
2.1 水电站生产过程	677	3.2 水电站最优开停机优化计划	717
2.2 水电站水能动力特性与动力平衡	677	4 最优负荷分配中的误差分析	718
2.3 水电站动力指标	677	4.1 动力特性误差对效益的影响	719
2.4 水电机组的典型动力特性	678	4.2 机组调节执行误差对效益的影响	719
3 水库特性及其特征参数	680	5 水电站厂内经济运行工程实践	720
3.1 水库的面积特性与容积特性	680	5.1 逐次逼近动态规划法求解水电站厂内 机组组合问题实例	720
3.2 水库的特征水位	680	5.2 水电站厂内经济运行负荷分配实例	721
4 流域梯级水力电力联系	680	第5章 水库及流域梯级优化运行	724
4.1 梯级水电站间的流量联系	680	1 水文循环描述与产汇流计算	724
4.2 梯级水电站间的水头联系	681	1.1 水分循环及水量平衡	724
第3章 水轮发电机组运行	682	1.2 产汇流计算	725
1 概述	682	2 径流描述及其预报原理与方法	727
1.1 水轮发电机组的基本知识	682	2.1 短期降雨径流流域模型	727
1.2 水轮发电机组的运行方式	683	2.2 径流随机描述	728
1.3 水力发电机组的事故	685	2.3 Markov 链径流描述	729
2 调速器及励磁装置控制	685	3 水库短期优化运行	729
2.1 水轮机调速器	685	3.1 水、火电日负荷分配模型	729
2.2 水力发电机组励磁装置	687	3.2 最优性条件	730
3 油、气、水辅机系统的控制与运行	688	3.3 水电站、火电厂联合日最优运行 方式制定的动态规划法	730
3.1 油系统	688	3.4 几种常用的水电系统优化模型	731
3.2 供水系统	689	4 流域梯级短期联合优化运行	731
3.3 排水系统	690	4.1 数学模型及最优性条件	731
3.4 压缩空气系统	691	4.2 梯级水电站之间的水力联系	732
4 水工设备运行	691	4.3 梯级水电站的情况	732
4.1 闸门和阀门	691	4.4 进一步讨论	733
4.2 启闭机	693	5 水库中长期优化运行	734
4.3 拦污栅及清理机	694	5.1 时段水能计算	734
4.4 水工机械设备的布置与选型	696	5.2 水库发电常规调度图的绘制	734
5 开关站运行	697	5.3 随机优化调度模型与方法	735
5.1 开关站的分类	697	6 流域梯级中长期联合优化运行	737
5.2 开关站中的电气设备	697	6.1 结合水库调度图的梯级水库群联合调度 K 判别法	737
5.3 开关站的电气主接线	699	6.2 隐随机优化调度方法	737
5.4 开关站的综合自动化	700	第6章 水库及流域梯级防洪优化运行	741
6 现代水电厂计算机控制	700	1 防洪调度原理	741
6.1 水电站计算机监控技术的发展	700	1.1 水库调洪作用	741
6.2 水电站计算机监控系统的功能	701	1.2 水库调洪演算的基本原理	742
6.3 水电站现地控制单元	702	1.3 调洪计算方法	743
6.4 水电站电厂级控制	703	2 水库防洪调度方案及渡汛计划编制	743
6.5 水电站计算机监控系统的数据库	704	2.1 防洪调度中要研究的问题	744
7 水电站自动发电控制的实现及运行	704	2.2 有下游防洪任务的水库防洪调度	744
7.1 电力系统自动发电控制	704	2.3 无下游防洪任务的水库防洪调度	747
7.2 水电站自动发电控制原理及任务	705	2.4 水库防洪调度运用计划	747
7.3 水电站自动发电控制与电力系统 自动发电控制结合方式及实现	705	3 水库防洪优化运行	748
7.4 水电站自动发电控制运行模式 及其实现	706	3.1 水库防洪任务和最优准则	748
7.5 水电站自动发电控制常用的算法	706	3.2 单水库防洪优化调度的数学规划方法	748
第4章 水电站厂内经济运行原理与应用	710	3.3 多目标防洪调度	750
1 水电站厂内经济运行的优化准则	710	3.4 防洪调度其他问题	750
1.1 空间最优化准则	710	4 流域梯级防洪优化运行	751
1.2 时间最优化准则	710	4.1 水库群联合调洪方式	751
2 水电站最优发电计划和方案的制订	710	4.2 水库群防洪库容分配	752
2.1 水电站厂内经济运行的任务及内容	710	4.3 水库群防洪调度数学模型	752
2.2 水电站经济运行方式	711	4.4 水库群防洪优化调度的常用方法	755
3 机组间最优负荷的分配与最优开停机优化	711		

5 防洪调度运行的实施及其自动化系统	755	2.5 转轮与主轴的连接	800
5.1 防洪调度综合自动化系统的规划设计	755	2.6 降低转轮动应力提高抗疲劳性能的措施	800
5.2 水情信息自动采集系统	755	2.7 水泵水轮机转轮刚强度、疲劳以及动态特性分析	800
5.3 水调自动化计算机网络系统	757	3 水泵水轮机轴承设计	806
5.4 防洪调度决策支持系统	757	3.1 轴承结构型式和使用条件	806
参考文献	759	3.2 分块瓦轴承设计参数的选取	807
第7篇 抽水蓄能电站	761	3.3 轴承计算	807
第1章 抽水蓄能技术的应用和发展	763	3.4 轴承主要材质与制造要求	808
1 抽水蓄能电站的类型	763	4 主轴密封	808
2 抽水蓄能电站在电网中的作用	763	4.1 水泵水轮机主轴密封的运行条件和一般要求	808
3 抽水蓄能电站的主要建筑物	763	4.2 主轴密封的结构类型	809
4 抽水蓄能电站的机组	765	5 水泵水轮机导水机构设计	812
4.1 抽水蓄能机组的型式	765	5.1 导水机构的组成和作用	812
4.2 抽水蓄能机组技术发展趋势	765	5.2 导叶控制机构的形式和特点	812
5 国外抽水蓄能发展概况	767	5.3 单元式接力器的发展和应用	813
6 我国抽水蓄能技术发展概况	768	5.4 广州抽水蓄能电站二期的数字型单元式接力器控制系统	814
6.1 已建工程	768	5.5 惠州和宝泉抽水蓄能电站的单元式接力器	815
6.2 在建工程概况	769	5.6 导叶及控制机构设计计算	815
6.3 设计和规划中的工程	770	5.7 导叶控制机构的设计要点	815
第2章 混流式水泵水轮机的水力性能和试验	772	6 水泵水轮机顶盖、底环设计	815
1 水泵水轮机的水力参数	772	6.1 顶盖的结构特点及设计	815
1.1 比转速	772	6.2 底环的结构特点及设计	816
1.2 效率	773	6.3 顶盖、底环的受力分析	817
1.3 单位转速和单位流量	773	6.4 水泵水轮机顶盖刚强度及动态特性分析	818
1.4 空化系数	774	7 水泵水轮机蜗壳、座环设计	820
1.5 压力脉动	774	7.1 蜗壳设计	820
1.6 轴向水推力	774	7.2 座环设计	822
1.7 径向水推力	775	7.3 蜗壳座环强度分析	823
2 水泵水轮机的水力设计	775	7.4 水泵水轮机固定导叶动态特性分析	823
2.1 转轮的水力设计	775	8 水泵水轮机尾水管设计	823
2.2 蜗壳及座环的设计	780	8.1 尾水管结构特点	823
2.3 活动导叶设计	781	8.2 尾水管的基础受力	824
2.4 尾水管设计	782	8.3 尾水管强度计算	824
3 水泵水轮机的选型计算	783	9 水泵水轮机辅助系统及管路设计	825
3.1 选型计算	783	9.1 水泵水轮机油系统组成和管路设计	825
3.2 模型与真机效率换算	784	9.2 水泵水轮机气系统设计	825
3.3 运转特性曲线的绘制	784	9.3 水泵水轮机水系统设计	826
3.4 吸出高度的确定	786	10 抽水蓄能机组的进水阀及控制机构	827
4 水泵水轮机水力试验	786	10.1 进水阀的用途和种类	827
4.1 水泵水轮机模型试验	786	10.2 球形阀的结构、计算及控制机构	828
4.2 模型试验	788	10.3 蝴蝶阀的结构及控制机构	833
4.3 模型几何尺寸检查	790	第4章 水泵水轮机的关键技术问题	836
4.4 试验结果的计算	790	1 S区及驼峰区的控制	836
4.5 不确定度的分析	791	1.1 S特性及其控制	836
第3章 混流式水泵水轮机机械设计	792	1.2 驼峰区及其控制	836
1 混流式水泵水轮机组的总体设计	792	2 初次充水	836
1.1 概况	792	2.1 利用水泵水轮机初次充水	836
1.2 水泵水轮机总体设计必须考虑的问题	794	2.2 利用辅助水泵初次充水	837
1.3 国内外一些典型的混流式水泵水轮机的主要参数及剖面图	794	3 工况转换	837
2 水泵水轮机转轮的结构设计	799	4 过渡过程	837
2.1 转轮的结构特点及其设计的主要问题	799		
2.2 转轮的材料选择	799		
2.3 转轮的焊接结构	799		
2.4 转轮的分瓣结构	799		

4.1 水轮机工况启动及增负荷	837	3 发电电动机的通风冷却特点	852
4.2 水轮机工况甩负荷	838	3.1 发电电动机总风量设计依据	852
4.3 泵工况启动及抽水	838	3.2 发电电动机风扇系统设计	852
4.4 水泵工况断电	838	3.3 发电电动机采用转子 斜支臂对通风系统的影响	853
4.5 尾水管水柱分离	838	4 发电电动机定子直冷技术	853
4.6 过渡过程计算	838	4.1 定子绕组直接冷却	853
4.7 水泵水轮机压力钢管的自激共振	839	4.2 定子绕组蒸发冷却系统	855
第5章 发电电动机主要数据	840	5 发电电动机的强迫冷却方式	855
1 额定容量 S_N 和额定功率 P_N	840	5.1 发电电动机转子强迫冷却结构	855
2 额定电压 U_N	840	5.2 发电电动机通风系统计算网络	857
3 额定功率因数 $\cos \varphi_N$	840	第8章 发电电动机的启动与工况转换	858
4 额定转速 n_N	840	1 概述	858
5 飞逸转速 n_r	840	2 发电电动机的辅助电动机启动	858
6 飞轮力矩 GD^2	840	3 发电电动机的异步启动	858
7 机械(惯性)时间常数 T_{mec} 与储能常数 H	841	3.1 全压异步启动	858
8 短路比 SCR	841	3.2 降压异步启动	858
9 直轴瞬态电抗 X_d'	841	3.3 异步启动方式的优缺点	859
10 槽电流 I_s 和定子绕组并联支路数 α	841	4 发电电动机的背靠背启动	859
11 电负荷和热负荷	841	5 发电电动机的变频启动	859
11.1 电负荷 A	841	5.1 低速运行时的步进驱动方式	859
11.2 热负荷 AJ	842	5.2 静止变频器启动方式的特点	860
12 磁负荷	843	5.3 变频装置的谐波问题	860
13 铁心和绕组温升	843	6 各种启动方式的比较	860
14 效率与损耗	843	7 发电电动机的工况转换	860
14.1 额定效率 η_N 和加权平均效率 η_w	843	7.1 发电电动机的工况概述	860
14.2 损耗	844	7.2 发电电动机的运行极限	861
15 调相容量及充电容量	844	7.3 发电电动机的制动	861
第6章 抽水蓄能机组的双向推力轴承	845	第9章 可变速双馈异步电机	862
1 前言	845	1 概述	862
2 推力轴承的设计计算	845	2 可调速电机的变速原理和特性	862
2.1 推力轴承的参数	845	3 双馈异步电机的基本原理和结构	863
2.2 推力轴承的热弹流分析	845	4 双馈异步电机的稳态运行特性	864
3 推力轴承支撑结构	847	4.1 数学模型	864
3.1 支柱螺栓支撑结构	848	4.2 稳态运行	865
3.2 支柱托盘	848	4.3 交流励磁电源容量	866
3.3 小弹簧	848	5 交流励磁电源概述	867
3.4 弹性盘	848	6 交一直—交型变频器概述	867
3.5 弹性油箱	848	7 交—交型变频器概述	867
3.6 弹性梁双托盘	849	8 双馈异步电机的控制原理及控制系统	869
4 推力轴承主要零部件	849	8.1 双馈异步发电机的数学模型	869
4.1 巴氏合金瓦	849	8.2 双馈异步发电机的控制系统及控制策略	870
4.2 弹性金属塑料瓦	849	8.3 双馈变速恒频异步发电机的控制系统	870
4.3 镜板推力头	849	8.4 双馈变速恒频异步发 电机控制系统的设计分析	871
5 推力轴承的润滑冷却	850	8.5 400MW 大河内可调速抽水蓄能机组 的控制系统及策略	871
5.1 外加泵外循环	850	9 双馈异步电机的动态分析	873
5.2 自身泵(镜板泵, 导瓦泵)外循环	850	10 光纤电流互感器在可调速抽水蓄能机组 系统的应用与研究	874
6 推力轴承的油密封	850	10.1 光纤电流互感器(OCT)的 基本原理及应用	874
6.1 密封盖密封	850	10.2 光纤电流互感器(OCT)的应用	875
6.2 挡油管密封	851	10.3 光纤电流互感器的特性	875
7 高压油顶起系统	851	11 可调速水轮发电机组的转速和负荷控制	875
第7章 发电电动机的通风冷却技术	852	11.1 水轮发电机组的数学模型	875
1 前言	852		
2 发电电动机的通风系统结构	852		
2.1 双路径向无风扇通风方式	852		
2.2 带风扇径向通风方式	852		
2.3 强迫通风方式	852		

11.2 水轮发电机组控制系统的设计·····	876	3.1 充水试验·····	888
12 可调速水轮发电机组的电网并联运行·····	877	3.2 机组启动试验·····	888
12.1 网络联结模型·····	877	3.3 其他试验·····	889
12.2 同步电机的动态模型·····	877	4 水泵工况试验·····	890
12.3 可调速双馈异步电机动态模型·····	878	4.1 机组启动前的准备·····	890
12.4 可调速双馈异步电机与凸极 同步电机的并联运行·····	879	4.2 水泵启动试验·····	890
13 双馈异步电机的发展和应用·····	880	4.3 水泵工况停机试验·····	891
13.1 风机的功率模型·····	880	5 机组工况转换试验·····	891
13.2 双馈异步发电机的控制系统 及控制策略·····	880	5.1 各种工况转换方式及基本流程·····	891
第10章 抽水蓄能电站的运行和管理 ·····	883	5.2 主要工况转换试验·····	892
1 抽水蓄能电站生产运行特点·····	883	5.3 监控系统其他试验·····	893
2 抽水蓄能电站的生产管理体系·····	883	6 抽水蓄能机组调试的特点·····	893
2.1 生产管理组织机构和职能·····	883	6.1 发电和抽水试验与水库 初期蓄水相结合·····	893
2.2 生产管理制度体系·····	883	6.2 机组淹没深度大, 调试期间 必须考虑地下厂房的安全·····	893
3 抽水蓄能电站的生产管理模式·····	884	6.3 机组双向旋转的试验特点·····	894
3.1 运行管理模式·····	884	6.4 各种运行工况的转换要求可靠快捷·····	894
3.2 检修维护管理模式·····	884	6.5 引水系统一洞两机布置的机组 甩负荷试验·····	894
4 抽水蓄能电站机组检修维护管理·····	884	6.6 SFC 启动时部分继电保护的闭锁·····	894
4.1 日常维护消缺·····	884	6.7 水库水位限幅保护·····	894
4.2 机组检修·····	884	6.8 30 天试运行·····	894
4.3 检修工作应注意的事项·····	885	6.9 背靠背启动试验·····	894
第11章 抽水蓄能电站的现场试验 ·····	886	6.10 调试时间·····	894
1 设备无水调试·····	886	7 抽水蓄能机组启动试验常见的问题·····	895
1.1 分部调试·····	886	7.1 变频启动时机组启动不成功·····	895
1.2 联合调试·····	887	7.2 背靠背启动失败·····	895
2 抽水蓄能电站首台机组首次启动方式选择·····	887	7.3 运行工况转换失败·····	895
2.1 上水库已充蓄水的电站·····	887	7.4 继电保护闭锁不当导致保护误动·····	895
2.2 上水库未充蓄水的电站·····	887	参考文献·····	896
3 水轮机工况试验·····	888		



第 1 篇 水力发电工程通论

主编单位：中国水力发电工程学会

东方电气集团东方电机有限公司

哈尔滨大电机研究所

中国水利水电科学研究院

中国水电工程顾问集团公司

主 编：黄景湖 陶星明 戴庆忠 朱耀泉 赵士和

编写人员：黄景湖（中国水力发电工程学会）

刘兰芬（中国水利水电科学研究院）

赵士和（中国水电工程顾问集团公司）

蒋国澄（中国水利水电科学研究院）

戴庆忠（东方电气集团东方电机有限公司）

田连治（长江勘测规划设计研究院）

石运深（长江勘测规划设计研究院）

朱耀泉（中国水利水电科学研究院）

陶星明（哈尔滨大电机研究所）

东方电机有限公司
哈尔滨大电机研究所
PDG

新報野工出武什水 錄工業



一九四九年十月一日

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

（本報記者）

第1章 水力发电及水力资源

1 水力发电

1.1 水力发电原理

1.1.1 水力与水能

地面上的水体，与所有的物体一样，承受着地心引力的作用，也会产生一个垂直向下的重力。水为液体，在重力作用下从高处向低处流动。水体的重力称为水力。

天然水体只要具备向下流动的条件，在水力的作用下就具有做功的本领，就能释放出能量。河川径流具有落差，潮水具有潮差，都蕴藏着能量。通常，把河川径流和潮汐所携带的水力能量称为天然水能，简称水能。水能 E 的关系式为

$$E = mgH = V\rho gH \quad (1.1-1)$$

式中： m 为水体的质量； g 为重力加速度； H 为该水体具有的落差； V 为水体的体积； ρ 为水的密度，即单位体积中所含水的质量。

水能如果没有被开发利用，只能冲刷河床或海岸，携带泥沙与漂浮物，激起波浪，推动水流，化成热量……；如果开发利用，可转化为机械能，进而再转化为电能。

地球上天然水体包括河川径流和潮汐所蕴藏的水能，是水利资源的一部分，可采取工程措施开发出来为人类服务，近代常以水力发电作为水能利用的主要内容。水能是水电站生产电力的一次能源。虽然潮汐水能也是水力发电的资源，但通常所说的水力资源系指河川径流所蕴藏的水能。

河川径流是由降水（雨、雪）形成的，而降水的空中水汽是太阳能的作用结果。河川水能是一种现实的太阳能，不仅可以再生和便于清洁利用，不会像煤、石油、天然气（实际是贮藏的太阳能）那样越用越少及燃烧利用要排放 CO_2 等有害气体，而且比风能、光能和辐射能等其他现实太阳能，能量容易集中，便于规模利用。

1.1.2 天然水流出力

江河里的水流，是高处的水体在水力作用下向低处的连续运动，具有能量。河川径流所蕴藏的水流功率，称为天然水流出力。

河川径流在其流动时虽具有动能，但这部分动能是由径流的势能转换而来的。水的势能与水流大小及其可做功的垂直高差成正比。一股流量恒定的水流，从上游断面流入并从下游断面流出，则其可释放能量的功率为

$$P = Q\rho gH \quad (1.1-2)$$

式中： P 为天然水流出力，W； Q 为水流的流量，即每秒钟流过某断面的水体积， m^3/s ； ρ 为水的密度，即单位体积中所含水的质量， kg/m^3 ； g 为重力加速度， m/s^2 ； H 为水流的落差，即两个断面之间水面的垂直高差（高程差），m。

1.1.3 水力发电

水力发电，就是采用一系列工程措施，建立水电站，集中水流出力，使水能（位能、压能、动能）通过水轮机转化为机械能，带动发电机转子旋转，将机械能转换为电能。在这个能量转换过程中，会有各种损耗，理论功率不可能百分

之百地被转换为电能。这些损耗包括：水流经引水道的水头损失，水流流过水轮机转化为机械能所引起的能量损失，机械能通过发电机转化为电能所引起的能量损失等等。因此，在水的密度 ρ 一般取 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ ，重力加速度 g 取 $9.81\text{m}/\text{s}^2$ 时，水力发电的计算公式为

$$P = 9.81QH\eta \quad (1.1-3)$$

式中： P 为水电站出力，kW； Q 为流量， m^3/s ； H 为水头，m； η 为水力发电效率，含水轮机效率、发电机效率。

以 1kW 的出力发 1h 的电，所输出的电能为 $1\text{kW} \cdot \text{h}$ ，也就是俗称的 1 度电。

1.2 水力发电特点

1.2.1 水力发电的优点

(1) 水力发电的一次能源是可再生能源。利用水力发电，是把一次能源的水能转换为便于使用的二次能源——电能的过程，是在江河中筑坝取水或引水，用聚集起来的水能驱动水轮发电机组运转而发出电能。水流的能量用来发电后，在自然界的循环中还会产生新的水能。水能是现实的太阳能，只要太阳不熄灭，就能年年重生。水能是可再生能源。江河水流年年不断，水力发电也年年不息。

(2) 水力发电清洁无污染。水力发电是把蕴藏在水体里的能量转换为电能的一种物理过程，并不涉及水的化学变化，不消耗水量，不排放废气、废渣、废水，不产生二氧化碳。而火电烧煤有灰渣、烟尘，要排放二氧化碳、二氧化硫和氮氧化合物等有害气体，污染环境；核电有核废料的处理问题。通常，燃烧 1t 的原煤要产生 2t 二氧化碳、0.02t 左右二氧化硫和 0.007 5t 左右氮氧化合物。

(3) 水力发电过程相对简单。水力发电从水能聚集，转换为机械能，再转换为电能的全过程，是在水电站一次完成的。而火电、核电要开发煤矿、铀矿，然后运输到电厂燃烧，将水加热变成水蒸气，再推动汽轮机转换为机械能，而后再转换为电能。相比之下，水力发电工艺过程要简单得多。

(4) 水力发电运行成本低。水力发电的一次能源是天赐的，没有直接消耗燃料的大宗费用；过程相对简单，容易实现生产运行自动化，生产管理人员少，自用电量也少。水电站的自动化程度高，不少现代化的水电站做到了“无人值班”运行，每人运行管理容量可达 2 万 kW。水电厂的自用电量仅为其发电量的 2%~5%，而火电厂的自用电，先进的也需其发电量的 5%~7%。因而，水力发电成本低廉，仅为火电、核电成本的 1/4~1/3。

(5) 水电是理想的调峰电源。水轮发电机组的启动、停机十分迅速，可以在几秒钟内增减大量负荷。机组从静止到并网带满负荷，一般只要几分钟，而火电机组则需要几小时。水电机组所具有的运行灵活、快捷的优点，是电力系统调节尖峰负荷、调节电网频率和担负事故备用最理想的电源。

(6) 水力发电效率高寿命长。水电站从水能转换为电能的总效率一般都超过 80%，其中发电机效率在 98% 以上，大中型水轮机额定效率也在 88% 以上，最优点效率可超过

96%，比火电要高得多。而且，水电站的事故检修率低，利用率高，使用寿命长。水电站设计寿命一般可达 50~100 年。实际上，除部分机电设备运行一二十年后需要维修、更新外，其水工建筑物的寿命还要更长些。

(7) 水力发电可有多种综合利用效益。水力发电是水资源利用的一个方面。水电工程与河流的综合开发利用一起规划建设，常兼有防洪、灌溉、航运、水产、旅游及改善生态环境中的一种或多种综合利用效益。建一个水电站，带动一方经济社会发展，这是普遍的现象。

1.2.2 水力发电的缺点和不足

(1) 水力发电的出力受水文条件制约。河川径流量，年内有丰枯，年际有差异。水电站在丰水期，可发出 100% 的功率；可到了枯水期，来水量减少，可发出的功率就减少了。在设定的保证率的情况下，电站的最小出力，称为该电站的保证出力。水电站因受水文条件制约，其装机容量与保证出力之间存在较大差别。径流式水电站的可发出功率只能受制于来水量，保证出力低；有水库的水电站，视水库调节水量能力，可不同程度改善受制情况。保证出力低，会给用户带来困难。

(2) 水电开发对生态环境也有负面影响。水力发电要在河流上筑坝，会导致一些生态环境问题。如水库蓄水，淹没部分土地，有移民搬迁问题和可能带来的触发地震、被淹植物腐烂对大气的污染问题；河流流态变化，有库区泥沙淤积、水体自净能力降低和影响部分鱼类生存环境问题。在不

同的河流、不同的河段、不同的坝址上建坝，这些可能带来的生态环境问题是不同的。在我国，关系水电开发成败的生态环境问题主要是移民问题和泥沙问题。

(3) 水电常需远距离输送。国土较大的国家，都存在水力资源分布不均问题，而且大部分水力资源远离经济中心，所开发的水电需要采用高电压远距离输送。

(4) 水电投资较大回收期较长。与火电（未包括一次能源煤矿建设）相比，水电建设因包括一次能源开发建设，其总投资较大，所需要的总工期也较长。

1.3 水力发电简史

1.3.1 世界水电发展简况

1878 年，在法国建成了世界上第一座水电站。1882 年发明家爱迪生在美国威斯康星州创建的装机容量 10.5kW 的亚伯尔水电站，也被视为水电的鼻祖。

在水电站诞生后的第一个十年中，所建电站容量都很小。1889 年，在日本建的当时世界最大的一座水电站装机容量也只有 48 kW。但在 1891~1900 年的十年中，水电站的装机容量有了很大增长。1892 年，美国建成的奈亚格拉水电站装机容量 4.4 万 kW，1895 年建成的尼加拉水电站装机容量达 14.7 万 kW。法国于 1895 年建成的圣克来水电站，装机容量也达 10.7 万 kW。

进入 20 世纪，水力发电在世界各国飞速发展。全世界及一些水电开发较多的国家的发展情况见表 1.1-1。

表 1.1-1

全世界及一些国家水电发展情况表

年份	全世界	美国	苏联	日本	英国	西德	法国	意大利	加拿大	巴西	中国
	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)	装机容量 (MW)
	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)	发电量 (亿 kW·h)
1925	26 400 800	7000	50	181.4 80.0	— 0.15	—	— 40	— 61.9	— 99.5	—	—
1932	41 400	10 258	398 8.1	3112 151	124 3.5	—	2918 65.6	4186 102.6	5000 157.3	—	—
1937	—	11 186	1044 41.3	3924 222.2	296 7.55	—	3777 109.8	4445 148.6	— 271.8	—	—
1940	—	12 304	1567 51.1	5126 242.3	—	—	3998 119.5	5198 179.0	— 295.4	—	—
1945	—	15 892	1252 48.4	6435 207.5	342 11.4	—	4545 103	5031 122.8	— 391.3	—	—
1950	71 200 3324	18675 1010	3218 126.9	6763 377.8	544 14.8	2314 62.6	6100 161.7	7168 216.0	9155 530.0	1540 75	362 13.2
1955	—	25 752 1162	5996 231.6	8907 485.0	840 17.0	2817 120.0	7874 255.4	9896 308.0	10 953 800.0	—	695 34
1960	149 600	33 180 1495	14 781 509.0	12 676 584.7	1171 31.3	3349 130.0	10 231 403.4	12 612 461.1	18 643 1059.0	3640 184	1941 74
1965	—	44 490 1970	22 244 814.3	16 275 764.2	1760 46.2	4072 153.7	12 683 464.3	14 349 431.0	25 771 1171.0	—	3020 104
1970	260 697 11 717	55 752 2507	31 368 1243.8	20 044 1801.0	2158 56.7	4779 177.6	15 219 566.0	14 962 413.0	28 299 1567.0	10 600 452	6230 205
1975	371 495 14 564	— 3033	40 515 1260.0	24 853 800.0	2451 50.0	5490 171.0	17 273 606.0	15 027 426.0	37 282 2024.0	16 184 723	13 430 476
1980	467 258 17 550	77 390 2815	52 511 1775.0	29 776 920.0	2451 52.0	6460 187.0	19 285 735.0	15 826 477.0	47 770 2530.0	27 522 1175	20 320 582
1984	541 976 19 526	76 650 3312	59 239 2030.0	33 800 780.0	4180 40.1	6400 184.0	21 570 670.0	17 343 483.0	54 949 2831.0	35 524 1650	25 600 868
1990	653 100 23 531	93 416 2737	68 600 俄罗斯	39 190	4090 51.0	6861 183.5	24 400 533.0	18 237 426.0	60 297 3088.0	40 100 2145	36 046 1237
1996	708 930 24 191	95 927 3445	43 640 1652	42 774 891.0	— 33.0	— 德国	25 200 655.0	19 876 471.0	64 770 3306.9	51 100 2500	55 578 1869.2
2001	—	95 944 2081	44 700 1760	46 387 939.0	4296 64.1	9044 259.6	25 400 773.0	20 433 539.0	67 407 3282.0	—	83 006 2611

1.3.2 中国水电发展简况

我国早在两千年前就开始利用水力,创造了水排(水力鼓风机)、水车、水磨、水碾等水力机械,但用水力发电,却比较晚。1904年,在日本统治下的中国台湾修建了龟山水电站。中国大陆第一座水电站是修建在昆明市郊螳螂川上的石龙坝水电站,1910年8月开工建设,1912年5月发电,安装2台单机容量为240kW的水轮发电机组。此后的二十几年里,全国只建成一些规模很小的水电站,其中有代表性的有四川泸县的洞窝水电站、西藏的夺底水电站和福建的夏道、顺昌、龙溪、西芹水电站等。抗日战争期间,在西南开始建设一些小规模水电站,如四川长寿的桃花溪和下碛水电站、云南开远的南桥水电站等;而在东北等沦陷区,日本人开发建设了丰满等几个大中型水电站。中国大陆水电装机容量在1949年前最高时到过90万kW,但由于战争的破坏和损失,新中国成立时只有36.33万kW(1950年《全国水力发电工程会议决议》中的数据,含中朝界河鸭绿江上水丰水电站应分中国的18万kW;1949年中国电力工业统计表为16.5万kW,未含该数,并有一些统计不全)。

新中国成立后,水力发电事业得到重视和发展。在三年国民经济恢复时期,克服困难,修复改建了几座战争年代遗留下来的水电工程,并于1951年3月开工新建福建古田溪一级水电站(第一期工程装机容量为 2×0.6 万kW)。在第一个五年计划期间,新建和改建水电站19座,进行了新中国第一次水力资源普查,并开始自行设计、施工大型水电工程。1957年,浙江新安江水电站、黄河三门峡水利枢纽工程开工。新安江水电站装机容量66.25万kW,是我国自行设计、自制设备、自己施工的第一座大型水电站。

1958年,在“大跃进”的形势下,新开工的水电水利工程装机容量1186.2万kW。这其中有不少项目是盲目上马的。从1959年开始,有的工程不得不被迫下马。随后三年经济困难时期,大批工程项目停缓建。从1958年到1965年,我国水电建设经历了一个大起大落的坎坷曲折的历程;但是,先后有浙江新安江、广东新丰江、甘肃盐锅峡、湖南柘溪、广西西津及中朝鸭绿江云峰等31座水电站开始发电投产,且经过三年调整,建设程序逐步走上正轨,水电建设从整体上仍然得到进一步发展。

1966~1976年“文化大革命”期间,我国水电建设再次遭到严重干扰和空前破坏;但建设大三线的战略决策为水电提供了机遇,促进了西部水电开发,使水电建设事业得以在困境中继续发展。这一时期,有甘肃刘家峡、湖北丹江口、四川龚嘴、河北岗南等40座水电站投产,其中刘家峡水电站(122.5万kW)是我国第一座超百万千瓦的水电站,河北岗南安装了我国第一台引进的抽水蓄能机组。这一时期,开(复)工的大中型水电工程达53项。1970年,长江葛洲坝水利枢纽工程开工,电站装机容量271.5万kW,拉开了在万里长江干流上建设大型水电站的序幕。

“文化大革命”结束后,特别是1978年党的十一届三中全会后,我国水电经拨乱反正,加快发展。1979年,在加快葛洲坝、乌江渡、白山等一批大中型水电站建设的同时,龙羊峡水电站正式开工,电站装机容量128万kW,单机容量达32万kW。1980年第三次全国水力资源普查完成。1981年1月葛洲坝大江截流,6月三江船闸通航,7月二江电厂发电。随后,在改革开放的新形势下,我国水电建设体制经“鲁布革冲击”推动,不断创新,给水电建设带来勃勃生机。1984~1989年,在抽水蓄能电站建设方面,有河北潘家口(27万kW)和广州抽水蓄能电站一期(120万kW)

开工;在小水电方面,实施第一批300个水电农村电气化县建设;在大型常规水电方面,天生桥二级(132万kW)、广西岩滩(121万kW)、湖北隔河岩(120万kW)、云南漫湾(150万kW)、湖南五强溪(120万kW)、福建水口(140万kW)、青海李家峡(200万kW)等装机容量在100万kW以上的大型水电站陆续开工建设。与此同时,三峡工程建设提到日程,1986~1989年,组织了全国412位专家对14个专题进行论证。

20世纪90年代,中国水电建设高速发展。1991年9月,四川二滩水电站开工。1992年4月3日全国人大七届五次会议通过兴建三峡工程的决议,经施工准备,1994年12月举世瞩目的三峡工程正式开工。1994年9月,河南小浪底工程(180万kW)开工。在此期间,天生桥一级水电站(120万kW)、北京十三陵抽水蓄能电站(80万kW)、浙江天荒坪抽水蓄能电站(180万kW)、广蓄二期(120万kW)等也相继开工建设,又相继实施了第二、三批水电农村电气化县建设。全国水电装机容量,在这十年增加3839万kW,1999年比1989年翻了一番多。二滩、三峡、小浪底等一批世界级巨型水电工程相继开工,将中国推向了世界水电发展史的最高峰。三峡水电站装机 26×70 万kW,系当今世界最大的水电站;二滩电站装机容量330万kW,单机容量55万kW,是20世纪中国投产发电最大的电站;广蓄一、二期装机容量共240万kW,也列目前世界同类电站之冠。

进入21世纪,广西龙滩(630万kW)、云南小湾(420万kW)、青海拉西瓦(420万kW)和四川溪洛渡(1260万kW)等特大型工程相继开工。2003年以三峡左岸电站首批6台700MW机组投产为代表,全国投产大中型水电机组36台共667.6万kW,创造了新的世界纪录。2004年9月,我国水电装机容量突破1亿kW(未含台湾省),标志我国的水电建设实现了历史的跨越,创造了世纪的辉煌,登上了世界的高峰。

2005年底,我国水电装机容量11739万kW。目前,在建的水电站规模在1亿kW左右,其中大型水电站35座,总装机容量约为7000万kW,包括三峡2240万kW、溪洛渡1260万kW、龙滩630万kW、小湾420万kW、拉西瓦420万kW、瀑布沟360万kW、锦屏一级360万kW、构皮滩300万kW、水布垭184万kW、彭水175万kW等特大型水电站。我国现平均每年可投产1000万kW以上,到2020年,全国水电装机容量将达到2.5亿~2.7亿kW。

全国历年水电装机容量和年发电量增长情况详见表1.1-2。

表 1.1-2 全国历年水电装机容量及年发电量增长情况表

年 份	装机容量(万 kW)		年发电量(亿 kW·h)	
	大 陆	台湾省	大 陆	台湾省
1949	36.0	18.0	12.0	6.0
1950	36.2	22.1	13.2	9.7
1951	37.8	(24.0)	14.9	(10.0)
1952	38.5	(27.0)	18.3	(12.0)
1953	53.0	(30.0)	25.5	(14.0)
1954	60.6	33.0	32.0	15.6
1955	69.5	(34.0)	34.0	(16.6)
1956	91.4	(36.0)	47.1	(17.0)

续表

年 份	装机容量(万 kW)		年发电量(亿 kW·h)	
	大 陆	台湾省	大 陆	台湾省
1957	101.9	(38.0)	48.2	(18.0)
1958	121.6	(40.0)	41.1	(19.0)
1959	162.0	(42.0)	43.6	(20.0)
1960	194.1	44.8	74.1	20.6
1961	233.3	(47.0)	74.1	(21.1)
1962	237.9	53.8	90.4	21.6
1963	243.0	(56.0)	86.9	(23.0)
1964	268.3	(59.0)	106.0	(24.0)
1965	302.0	62.8	104.1	24.4
1966	363.8	(65.0)	126.2	(25.0)
1967	383.9	(67.0)	131.4	(27.0)
1968	438.8	(70.0)	115.0	(28.0)
1969	505.3	72.2	160.1	30.5
1970	623.5	90.1	204.6	26.4
1971	780.4	(96.0)	250.6	(30.0)
1972	870.0	113.1	288.2	34.2
1973	1029.9	113.2	389.0	34.0
1974	1181.7	136.5	414.4	47.1
1975	1342.8	136.5	476.3	52.6
1976	1465.5	136.5	456.4	42.8
1977	1576.5	136.5	476.5	40.2
1978	1727.7	139.2	446.3	49.7
1979	1911.0	139.2	501.2	45.7
1980	2031.8	138.6	582.1	29.3
1981	2193.3	138.7	655.5	47.9
1982	2295.9	138.7	744.0	47.8
1983	2416.5	143.1	863.6	49.9
1984	2560.0	148.0	867.8	44.3
1985	2641.5	248.9	923.7	69.3
1986	2754.2	256.4	944.8	74.2
1987	3019.3	255.8	1002.3	71.2
1988	3269.8	255.8	1091.8	61.5
1989	3458.3	256.2	1184.5	66.8
1990	3604.6	256.2	1263.5	81.9
1991	3788.3	256.2	1248.4	55.1
1992	4068.1	257.7	1314.7	83.5
1993	4489.3	257.7	1516.0	67.2
1994	4906.1	364.8	1667.9	88.9
1995	5218.4	418.3	1867.7	88.8
1996	5557.8	428.8	1869.2	90.4
1997	5972.6	428.8	1945.6	95.7
1998	6506.5	442.2	2043.0	106.1
1999	7297.1	442.2	2129.3	89.4
2000	7935.2	442.2	2431.3	78.5
2001	8300.6	442.2	2611.1	82.3
2002	8607.4	451.1	2745.7	57.9
2003	9489.6	451.1	2813.3	64.3
2004	10524.2	451.0	3309.9	59.7
2005	11738.8	451.0	3964.0	59.7
2006	13 029.2	(451.0)	13 480.2	1290.4

注 表中 () 内数据表示缺当年资料,用上、下数插补得出或沿用上年数据。

2 水电开发方式

2.1 开发方式综述

水电开发,从水量来源可分为常规水电、抽水蓄能和潮汐发电。常规水电利用河川径流的水能,是对通常所说的水力资源的开发。抽水蓄能电站利用电力系统低谷负荷时的剩余电力抽水到高处蓄存,在高峰负荷时放水发电,是水电开发的一种特殊方式。潮汐电站利用潮汐水能发电,也是天然水能的开发。

开发河川水力资源,就是要想方设法尽量利用水流的落差及流量条件,设计并修建水电站。一般情况下,河川水流的落差是比较分散的,水流的大小是随时变化的。利用水能发电,就要采取工程措施来集中落差形成水电站水头,并引取水电站所需的流量。

常规水电利用落差的办法大致有两种:一种是拦河筑坝,壅高水位,把分散的落差集中到坝前,形成可利用的水头;另一种是在河上修建水闸或低坝,把水引到岸边人工开筑的比较平缓的引水道中,利用引水道末端与下游河道水面之间的落差,形成发电所需要的水头。按集中水头方法,常规水电的开发方式可分为:①坝式开发;②引水式开发;③混合式开发。

河流的水量,年内有洪枯的变化,年际之间有丰欠的差别。水电开发需考虑引用流量的调节问题。按对天然来水流量的调节能力划分,水电开发可分蓄水式和径流式两种。其中蓄水式开发的水电站又分为日调节、周调节、季调节、年调节和多年调节水电站。

无论筑坝壅水,还是开渠(或隧洞)引水,坝不能无限制地高,水库不能无限制地大,渠道也不可无限制地长。一条河的水电开发,落差只能分段集中。根据河流的自然条件,往往是划分成几段,形成“梯级”开发,如图 1.1-1 所示。

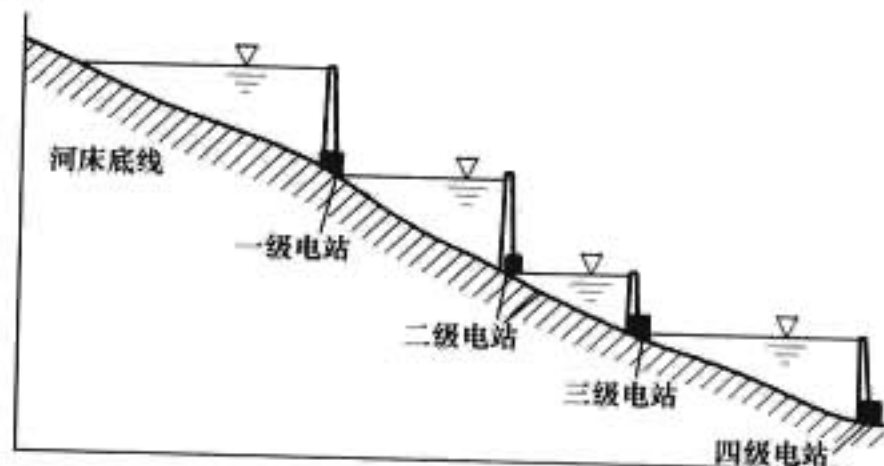


图 1.1-1 河流梯级开发纵剖面示意图

此外,河川还有跨流域开发、集水网道式开发。

抽水蓄能电站,按其发电用水来源,可分为纯抽水蓄能电站、混合式抽水蓄能电站和调水式抽水蓄能电站。纯抽水蓄能电站上水库没有或几乎没有天然径流来源,全靠抽水蓄存。混合式是与常规水电相结合、有水轮发电机组的电站,其上水库有天然径流来源,既可利用天然径流发电,也可从下水库抽水蓄能发电。调水式的上水库用水泵从分水岭一侧河流水库抽水,在另一侧设常规水电站引水发电,尾水流入另一高程更低的河流。开发抽水蓄能电站不受水力资源的限制,只要有电网可供低谷负荷时抽水的电量,在山区、平原均可修建,可弥补常规水电的不足。

对于潮汐水能,常用筑坝开发方式,形成单库式、双库式、多库式潮汐电站;近年开发直接利用海水水平流动的动能发电技术,我国已建成应用这种新技术的实验电站。

2.2 坝式开发

坝式开发又称抬水式开发。坝式开发的水电站，是由河道上的挡水建筑物壅高水位而集中发电水头的水电站，由挡水建筑物、泄水建筑物、压力管道、厂房及机电设备等组成。挡水建筑物为坝、闸，有的厂房也作为挡水建筑物的一部分。由挡水建筑物形成的水库常可调节径流，其调节能力取决于调节库容与入库径流比值的大小。不少坝式水电站具有多年调节和年调节的水库，也有的坝式水电站水库容积很小，只能进行日调节甚至不能调节径流。坝式开发适用于比较平缓的河段和坝址处地质条件较好、水库区不会严重漏水、筑坝材料开采运输方便的需要有较大调节能力水库的场合。

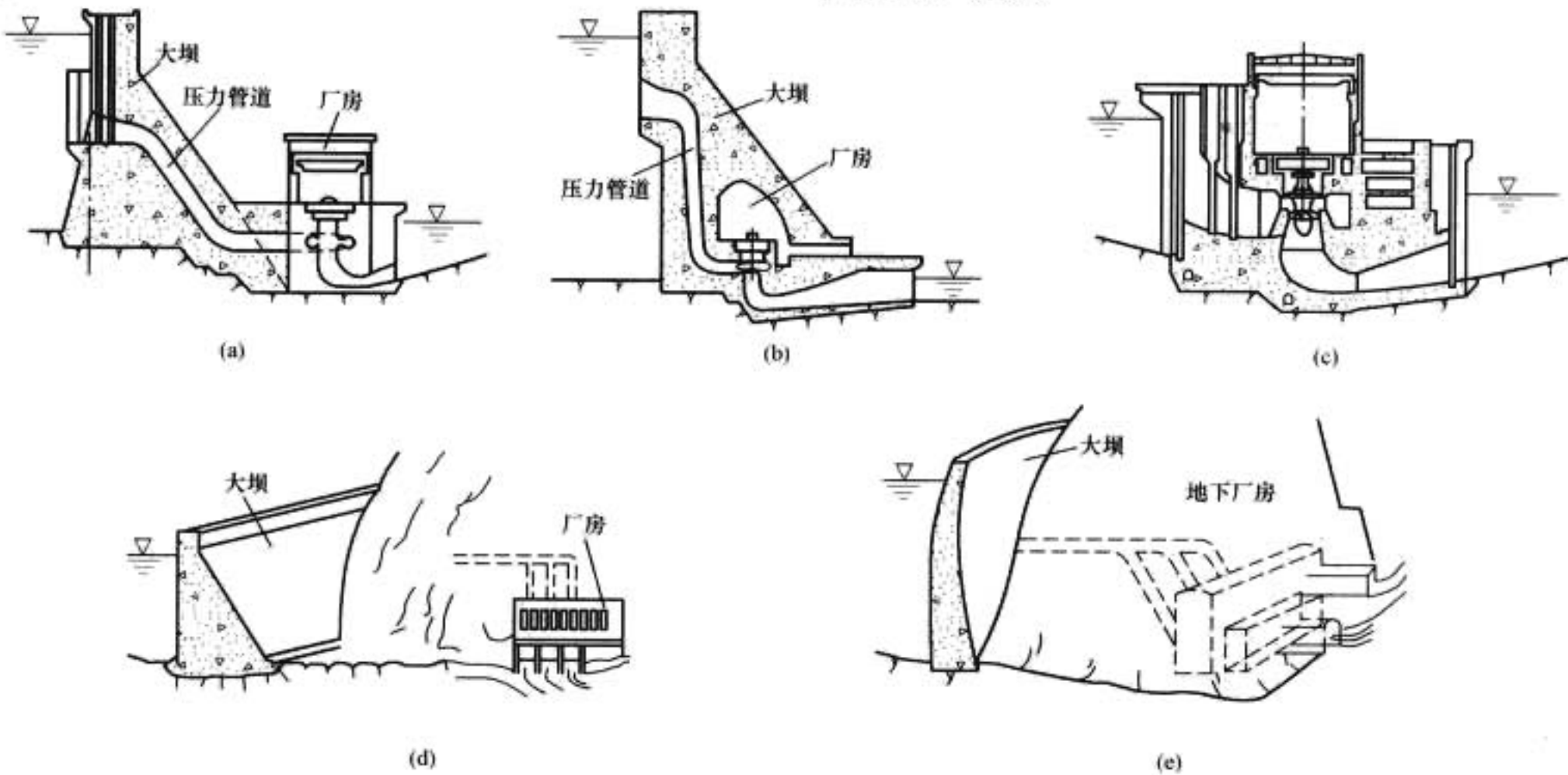


图 1.1-2 坝式水电站型式示意图
(a) 坝后式；(b) 坝内式；(c) 河床式；(d) 岸边式；(e) 地下式

2.3 引水式开发

引水式开发的水电站，是利用天然河道落差，由引水系统集中发电水头的水电站。引水式水电站适宜建在河道多弯曲或坡降较陡的河段，跨流域引水发电必然采用；一般由挡水建筑物、泄水建筑物、进水口、引水系统、厂房、尾水隧洞（或明渠）及机电设备等组成。

引水式水电站的主要特点有：①淹没损失小；②容易形成较高水头，且水头变幅相对较小；③库容小，调节性能差；④产生脱水河段，至少使局部河段流量减少；⑤枢纽布置分散，不利于运行管理。

引水式水电站分为有压与无压两类。无压引水式水电站用无压引水道（引水明渠或无压隧洞）输送水流到压力前池，再通过压力管道把水引到水轮发电机组发电，厂房一般在岸边，如图 1.1-3 所示。有压引水式水电站用有压隧洞或钢管从进水口输送压力水流到厂房发电，如图 1.1-4 所示，厂房可放在地下或地上，大多要设调压井（室）。采用地下式厂房，还可分首部式、中部式、尾部式。首部式的引水隧洞短于尾水隧洞，尾部式的引水隧洞长于尾水隧洞，中部式的厂房位于中间。

2.4 混合式开发

混合式开发就是将坝式开发和引水式开发两种开发方式

坝式水电站具有以下特点：①枢纽布置集中，便于运行管理；②具有日调节以上性能时，适宜担任电力系统调峰、调频和事故备用；③不会像引水式水电站那样要出现脱水河段，相反其库区可增加河道水深，有利于通航；④水头变幅相对较大，水轮机选择较难；⑤水库淹没损失大。

坝式水电站按厂房与坝的相对位置可分为：①坝后式，厂房在坝后（包括在溢流坝后，从厂房顶跳流或溢流），压力管道通过坝体，如图 1.1-2 (a) 所示；②坝内式，压力管道和厂房都在坝内，如图 1.1-2 (b) 所示；③河床式，厂房本身为挡水建筑物的一部分，如图 1.1-2 (c) 所示；④岸边式，厂房设在下游岸边，引水道在坝侧地下，如图 1.1-2 (d) 所示；⑤地下式，引水道和厂房都在坝侧地下，如图 1.1-2 (e) 所示。

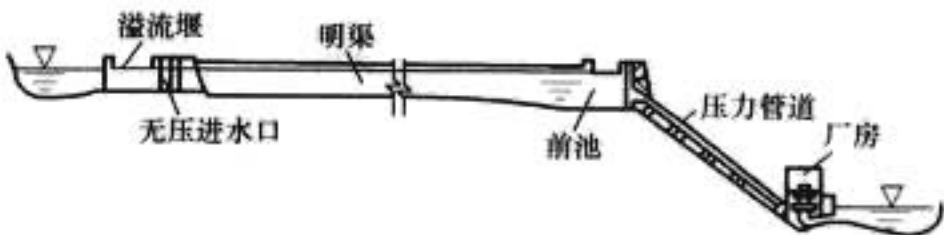


图 1.1-3 明渠引水式水电站示意图



图 1.1-4 有压引水式水电站示意图

结合起来。混合式水电站的水头是由两部分组成的，一部分靠修筑大坝壅高河水位；另一部分则是靠修建较长的引水道取得，如图 1.1-5 所示。这种开发方式的水电站，兼有坝式和引水式两种水电站的特点，有一定的适用性，多为高水头大型水电站。

2.5 纯抽水蓄能电站

纯抽水蓄能电站的发电用水，不是靠天然来水的集聚和

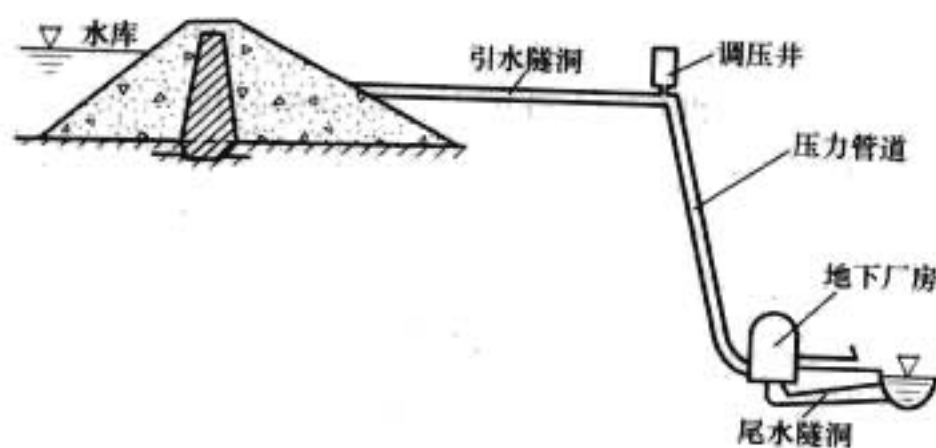


图 1.1-5 混合式水电站示意图

用完放走的，而是建上、下两个水库，抽上放下循环使用。电站主要由上水库、下水库、引水系统、厂房、抽水蓄能机组和开关站等部分组成，如图 1.1-6 所示。

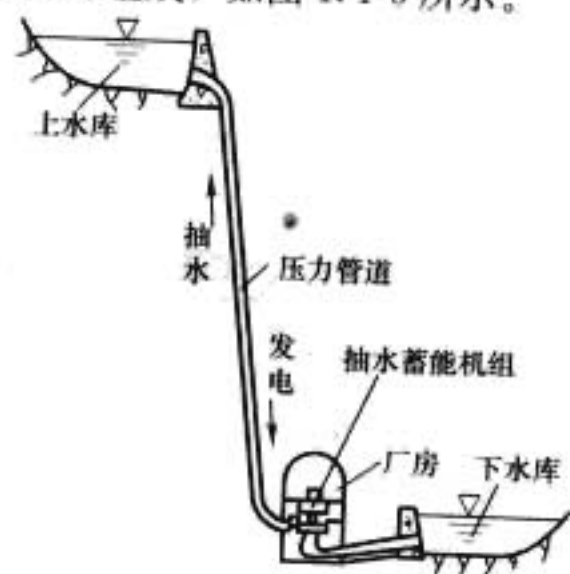


图 1.1-6 抽水蓄能电站示意图

上水库是用电抽上来的水蓄存的地方，下水库蓄存循环用水。水库的大小，分日、周、季调节，一般因水头较高，库容相对较小。上下水库可新建，也可利用天然湖泊、已建水库，其中下水库还可利用废矿井改建，但都应有良好的防渗性能，尤其是上库。上下水库间的高程差 (H) 愈大，水平距离 (L) 愈短，工程造价就低，一般要求距高比 (L/H) 小于 10。

厂房一般为地下式。所装机组分四机式、三机式和二机式。四机式是由抽水的水泵和电动机、发电的水轮机和发电电动机组成。三机式是由水泵、水轮机和发电电动机同轴组成，抽水时电机带动水泵，发电时水轮机带动电机。二机式由水泵水轮机和发电电动机组成，抽水时为一个旋转方向，发电时换相反旋转方向，故称为可逆式抽水蓄能机组，目前常用。

纯抽水蓄能电站的抽水和发电本身并不消耗水，只有少量的渗漏和蒸发损失，因此，不必建在大江大河上，只要有一定的来水、能修建有较大落差的上下水库的地方就可以建，包括山地和有废矿井的平地。抽水蓄能电站在电力系统负荷低谷时抽水，吸收有功功率，有填谷作用；在系统负荷高峰时发电，起调峰作用。因此，站址应选在靠近电力系统负荷中心，负荷低谷时有充足剩余电力的地方或大型核电站、火电站附近地区。抽水蓄能电站在提高电力系统运行的安全性和经济性方面具有更大的优越性，得到大力开发。

3 水电站的主要特征参数

3.1 水位与库容

3.1.1 水库特征水位

水库特征水位是代表水库主要特征指标的特定水位，有正常蓄水位、死水位、设计洪水位、校核洪水位、防洪限制水位和防洪高水位等。各水位与控制流域面积的径流量、降水量以及水库调节的周期有关，系根据采用的设计洪水，经

过水库调洪演算确定。水库的特征水位如图 1.1-7 所示。

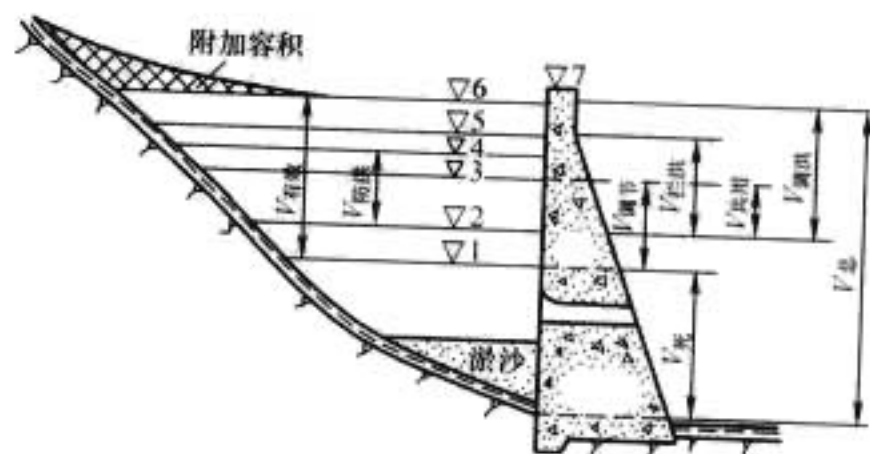


图 1.1-7 水库特征水位及其相应库容示意图

▽1—死水位；▽2—防洪限制水位；▽3—正常蓄水位；
▽4—防洪高水位；▽5—设计洪水位；▽6—校核洪水位

(1) 正常蓄水位，亦称正常高水位，是水库在正常运用情况下，满足兴利要求允许充蓄并能保持的高水位。设计时采用的正常蓄水位愈高，则蓄水愈多，水头愈高，发电量愈大；但同时也要要求坝身增高，淹没更广，投资更大。

(2) 死水位，又称垫底水位，是水库正常运用的情况下，允许消落的最低水位。其下的水量在正常情况下不能作为兴利之用。

(3) 设计洪水位，是遇大坝设计洪水时水库坝前达到的最高水位。

(4) 校核洪水位，是遇大坝校核洪水时水库坝前达到的最高水位。校核洪水比设计洪水大，校核洪水位也就比设计洪水位高。

(5) 防洪限制水位，是水库在汛期防洪时允许蓄水达到的上限水位。根据水库地区的自然条件和技术经济论证，可将防洪限制水位定得低于或等于正常蓄水位。还可根据洪水特性和防洪要求，在汛期的不同阶段规定不同的防洪限制水位。

(6) 防洪高水位，是遇下游防护对象的设计洪水时，水库控制下泄流量而拦蓄洪水，在坝前达到的最高水位。

3.1.2 尾水位

尾水位是指水电站厂房尾水管出口处的水面高程，是确定水电站工作水头的参数之一，与电站过机流量和水库泄流量相关。

(1) 最高尾水位，指在水电站校核洪水流量时，尾水管出口断面处出现的最高水位。

(2) 设计尾水位，是确定水轮机安装高程所用的尾水管出口断面处出现的水位。

(3) 最低尾水位，为相应水电站给定最小流量时，尾水管出口断面处出现的水位。

3.1.3 水库容积

水库容积，简称库容，是水库用于存蓄水量的容积，通常以亿 m^3 计。按所指定水位的特征不同，可分为总库容、调节（兴利）库容、死库容、有效库容、防洪库容、拦洪库容、调洪库容、共用库容等，见图 1.1-7。

(1) 总库容，指水库校核洪水位至库底间所能储存水量的总容积。

(2) 调节库容，亦称兴利库容，指水库正常蓄水位至死水位或枯季消落低水位之间的库容，是有效库容的一部分，可供径流调节，以满足发电、灌溉、供水、航运等部门的需求。

(3) 死库容，指水库死水位以下的库容，正常情况下不用于径流调节，通常只用于淤沙。

(4) 有效库容，指水库校核洪水位至死水位之间的库

容,是水库用来进行径流调节以满足防洪和兴利需要的库容。

(5) 防洪库容,指水库防洪高水位至防洪限制水位之间的库容,专门留作滞蓄洪水、削减洪峰流量以防止下游河道泛滥。

(6) 拦洪库容,是指水库设计洪水位至防洪限制水位之间的库容,可调蓄大坝的设计标准洪水,确保大坝安全。

(7) 调洪库容,是指水库校核洪水位至防洪限制水位之间的库容,可调蓄大坝的设计校核洪水,确保大坝安全。

(8) 共用库容,亦称重叠库容,是防洪限制水位低于正常蓄水位时,正常蓄水位与防洪限制水位之间的库容,为防洪与兴利所共用。

(9) 库容系数,水库调节库容与入库多年平均年水量之比。库容系数大,水库有较大的调节能力。

3.2 水电站水头与引用流量

3.2.1 水电站水头

水头是任意断面处单位重量水的能量,单位为 m。其中以到水平基准面的高度表示的重力势能称为位置水头,以产生所具压力的水柱高度表示的压力势能称为压力水头,以转化为所具流速需要的水柱高度表示的动能称为速度水头。水头与现在较为规范使用的比能(单位质量水的能量)的区别,只在重力加速度这一因素。水头等于比能除以重力加速度。

水电站形成的水头中,毛水头是指上、下游水位的高程差,总水头是指引水管进口与尾水管出口测量断面的水位高程差与速度水头差之和,而水轮机进口与出口测量断面的位置水头差、压力水头差和速度水头差之和称为净水头。净水头是总水头扣除引水系统发生的水头损失,用于水轮机做功的有效水头。作为规划设计特征参数,水电站有:

(1) 额定水头,是水轮发电机组能在额定转速下发出额定功率所需的最小净水头。

(2) 最大水头,指水电站上下游水位在一定组合下出现的最大净水头。

(3) 最小水头,指水电站上下游水位在一定组合下出现的最小净水头。

(4) 加权平均水头,指水电站按电能加权平均值计算的净水头,通常作为确定水轮机设计水头的依据(即水轮机最高效率应尽可能在此水头附近)。

3.2.2 水电站引用流量

水电站发电流量是指水电站在某一时刻流过各水轮机的流量之和,以 m^3/s 为单位。水电站在额定水头、出力等于水电站装机容量时,引用流量常达最大值。

3.3 装机容量与保证出力

3.3.1 水电站装机容量

水电站装机容量,指水电站全部水力发电机组额定功率总和,有时简称为水电站容量。它是电站建设规模和电力生产的主要指标,应根据设计水平的供电范围、电力系统的负荷特性、电力系统中的水火电比重、各种电站的特点和在电力系统中的作用,结合资源条件、枢纽总体布置、设备制造和供应条件以及电力系统的发展规划,通过各种代表年的电力电量平衡、技术经济比较及综合分析选定。一个水电站的装机容量选得大,水能利用愈充分,对有调节能力的水电站则可有愈大的调峰能力,但设备利用率低,装机年利用小时数少,投资也增大。水电站装机容量,一般由最大工作容

量、备用容量和重复容量三部分组成。

(1) 水电站最大工作容量,亦称保证工作容量,指电力系统负荷紧张时刻水电站所能担负投入的那部分容量,即符合设计保证率要求的工作容量。

(2) 水电站备用容量,是保证对用户的正常供电,分担最大负荷需要容量外增设的富裕容量,补充因各种原因而引起工作容量不足的部分。一般分为负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量三类。

(3) 重复容量,装设在调节性能较差的水电站上,利用洪水季节丰富的天然水量发出季节性电能的容量。这部分容量在枯水季节因缺乏水量而不能发电,不能使枯水季节火电站装机容量有所减少,对电力系统而言是重复的容量。

3.3.2 水电站保证出力

水电站保证出力是水电站的一种重要动能指标,指水电站在长期运行过程中,符合设计保证率要求的一定时段内的平均出力。所取时段的长短,视水电站的调节性能而定。对无调节水电站、日调节水电站,是与设计保证率相应的平均流量所能产生的出力;对年调节水电站,是符合设计保证率的相应设计枯水年供水期的平均出力。

水电站出力是水电站某时间实际发出的电力功率,通常指该时间水电站经过高压开关站送往各输电线路的电力功率之和。

水电站设计保证率,是水电站运行期间达到预想设计要求的正常运行时间与预期总运行时间的比值,以百分数表示。它可以理解为,是水电站在投产后的长期运行期间,平均每百年中水电站出力不小于保证出力的年数。

3.4 多年平均年发电量与装机容量年利用小时数

3.4.1 多年平均年发电量

水电站多年平均年发电量,是水电站的重要动能指标之一,指水电站多年工作期间平均每年生产的电能数量。

3.4.2 装机容量年利用小时数

水电站装机容量年利用小时数,简称装机年利用小时数,指水电站全部装机容量满载运行时的年工作小时数,表示设备的发电利用程度,由年发电量除以装机容量而得。因水电站的工作情况多变,各种水文年份的发电量差别甚大,所以水电站装机年利用小时数应由多年平均年发电量除以装机容量得出。

4 水力资源及开发情况

4.1 水力资源量计算

4.1.1 理论蕴藏量

水力资源理论蕴藏量为河川或湖泊的水能能量(年水量与水头的乘积),以年电量和平均功率(年电量/8760)表示,其量值与是否布置梯级电站无关。应分河段计算后累积。

(1) 年电量计算公式为

$$E = kgWH \quad (1.1-4)$$

式中: E 为水力资源理论蕴藏量年电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; k 为折算系数,取 2.778×10^{-4} ; g 为重力加速度,取 9.81 m/s^2 ; H 为河段上下断面水位差, m ; W 为河川或湖泊年水量,河段取上下断面多年平均年径流量的平均值, m^3 。

年水量 W 可按下列两公式计算

$$W = 8.64 \times 10^4 \sum_{t=1}^{t=365} qt \quad (1.1-5)$$

式中： q 为河段上下断面日平均流量的平均值， m^3/s ； t 为时间，日；或者

$$W = 2.628 \times 10^6 \sum_{t=1}^{t=12} q t \tag{1.1-6}$$

式中： q 为河段上下断面月平均流量的平均值， m^3/s ； t 为时间，月。

(2) 平均功率计算公式为

$$P = E/8760 \tag{1.1-7}$$

式中： P 为水力资源理论蕴藏量平均功率， kW ； E 为水力资源理论蕴藏量年电量， $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

4.1.2 技术可开发量

技术可开发量是指河川或湖泊在当前技术水平条件下可开发利用的资源量，系根据各河流已开发和正在开发的水电站、经初步规划与室内估算过水能指标而拟定可能开发的水电站所统计的这些水电站的装机容量和年发电量。

4.1.3 经济可开发量

经济可开发量是指河川或湖泊在当前技术经济条件下，具有经济开发价值的资源量。它是从技术可开发水电站群中筛选出来的与其他能源相比具有竞争力、且没有制约性环境问题和制约性水库淹没处理问题的水电站所统计的装机容量和年发电量。

4.2 中国水力资源情况

我国幅员辽阔，蕴藏着丰富的水力资源。据 2005 年发布的全国水力资源复查成果，我国水力资源最新的情况如下。

4.2.1 总量及开发情况

4.2.1.1 大陆的水力资源

(1) 规定统计规模范围内的水力资源：理论蕴藏量 10MW 以上的河流 3886 条，较 1980 年第三次普查的 3019 条增加 867 条。理论蕴藏量年发电量 60 829 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ，平均功率 694 400MW；技术可开发装机容量 541 640MW，年发电量 24 740 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；经济开发装机容量 401 800MW，年发电量 17 534 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；到 2001 年底，已、正开发装机容量 130 980MW，年发电量 5259 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。与 1980 年第三次普查成果比较，现理论蕴藏量、技术可开发装机容量和已开发装机容量分别增加了 6.7%、46.4% 和 368.5%。

全国水力资源复查总量汇总见表 1.1-3。

表 1.1-3 全国水力资源复查总量汇总表

序号	项 目	单 位	数 值
1	理论蕴藏量	年电量	亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$
		平均功率	MW
2	技术可开发量	水电站座数	座
		装机容量	MW
		年发电量	亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$

表 1.1-4

全国水力资源复查成果汇总表（分流域）

序号	流域	理论蕴藏量		技术可开发量			经济可开发量			已、正开发量		
		年电量 (亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$)	平均功率 (MW)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$)
1	长江流域	24 335.98	277 808.0	5748	256 272.9	11 878.99	4968	228 318.7	10 498.34	2441	69 727.1	2924.96
2	黄河流域	3794.13	43 312.1	535	37 342.5	1360.96	482	31 647.8	111 139	238	12 030.4	464.79

续表

序号	项 目	单 位	数 值
3	经济可开发量	水电站座数	座
		装机容量	MW
		年发电量	亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$
4	已、正开发量	水电站座数	座
		装机容量	MW
		年发电量	亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 10MW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 0.5MW 及以上的水电站，不含港澳台地区；处两国界河的水力资源理论蕴藏量和可开发量，根据国际惯例，中方按 1/2 计算。

(2) 规定统计规模范围外的小水电资源：结合本次水力资源复查工作，水利部组织力量对农村水电资源（0.1MW ≤ 单站装机容量 ≤ 50MW）进行了补充复查。成果表明：全国农村水电资源可开发量为 128 000MW，除按复查统计规模（10MW 以上河流且 0.5MW ≤ 单站装机容量 ≤ 50MW）统计的小水电资源可开发量 65 210MW 外，尚有 62 790MW 未计入上述总资源量而实际可开发利用。

4.2.1.2 台湾地区的水力资源

台湾地区的理论蕴藏量年电量为 1020.7 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ，平均功率 11 652MW；技术可开发装机容量 5048MW，年发电量 201.5 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；经济可开发装机容量 3835MW，年发电量 138.3 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；到 2002 年底已开发装机容量为 2005.0MW，年发电量为 59.3 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

4.2.2 各流域（部分）分布情况

我国江河众多，全国有流域面积 100 km^2 以上的河流 5 万多条，流域面积 1000 km^2 以上的河流也有 1500 多条。我国河流按照流向可分为流向海洋的外流河和不与海洋沟通的内陆河两大类。外流河的流域面积占全国国土面积的 2/3，大多自西向东或东南流向太平洋，主要有黑龙江、辽河、海河、黄河、淮河、长江、珠江、澜沧江、钱塘江、闽江等；怒江、雅鲁藏布江等江河向南出国境后流入印度洋；新疆西北部的额尔齐斯河流经哈萨克斯坦、俄罗斯汇入北冰洋。

按河流长度排序，前三位河流分别为长江 6300 km ，黄河 5464 km ，黑龙江 4341 km （含国外部分）。按流域面积排序，前三位为黑龙江 185.5 万 km^2 ，（含国外部分，其中中国侧约为 90.4 万 km^2 ），长江 180.85 万 km^2 ，黄河 79.47 万 km^2 。按天然多年平均年径流量排序，前三位为长江 9613 亿 m^3 ，黑龙江 3550 亿 m^3 （含国外部分），珠江 3280 亿 m^3 。按水力资源技术可开发量排序，前三位为长江流域 256 272.9MW，雅鲁藏布江流域 67 849.6MW，黄河流域 37342.5MW。

根据各流域水力资源量及地理位置，本次水力资源复查将我国河流分为长江流域、黄河流域、珠江流域、淮河流域、东北诸河、东南沿海诸河、西南国际诸河、雅鲁藏布江及西藏其他河流、北方内陆及新疆诸河 10 个部分进行分析统计，情况见表 1.1-4。

续表

序号	流域	理论蕴藏量		技术可开发量			经济可开发量			已、正开发量		
		年电量 (亿 kW·h)	平均功率 (MW)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)
3	珠江流域	2823.94	32 236.7	1757	31 288.0	1353.75	1538	30 021.0	1297.68	957	18 100.7	785.78
4	海河流域	247.94	2830.3	295	2029.5	47.63	210	1510.0	35.01	123	803.4	19.50
5	淮河流域	98.00	1118.5	185	656.0	18.64	135	556.5	15.92	75	310.3	9.58
6	东北诸河	1454.80	16 607.4	644+26/2	16 820.8	465.23	510+26/2	15 729.1	433.82	196+4/2	6396.8	151.74
7	东南沿海诸河	1776.11	20 275.3	2558+1/2	19 074.9	593.39	2532+1/2	18 648.3	581.35	1388	11 653.7	363.08
8	西南国际诸河	8630.07	98 516.8	609+1/2	75 014.8	3731.82	532	55 594.4	2684.36	313	9322.7	442.77
9	雅鲁藏布江及 西藏其他河流	14 034.82	160 214.8	243	84 663.6	4483.11	130	2595.5	119.69	52	346.6	1135
10	北方内陆及 新疆诸河	3633.57	41 479.1	712	18 471.6	805.86	616	17 174.0	756.39	270	2290.2	85.10
	合计	60 829	694 400	13 286+28/2	541 640	24 740	11 653+27/2	401 795	17 534	6053+4/2	130 980	5259

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 10MW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 0.5MW 及以上的水电站，不含港澳台地区；处两国界河的水力资源理论蕴藏量和可开发量，根据国际惯例，中方按 1/2 计算。

4.2.3 各地区分布情况

4.2.3.1 各行政地区分布情况

我国水力资源理论蕴藏量年电量 60 829 亿 kW·h，其中 70.6%集中在西南地区，而华北地区、东北地区仅占 2%和 1.9%，经济发达的华东地区也只占 4%，分布极不平衡。技术可开发量和经济可开发量也具有同样的特点，西南地区的技术可开发装机容量和经济可开发装机容量分别占全国的 66.7%和 58.9%，而华北地区仅占全国的 1.6%和 1.9%。

截至 2001 年底，全国已正开发装机容量 130 980MW，其中中南、西南地区分别占 43.4%和 30.4%，华东、西北地区分别占 9.9%和 9.8%，而华北地区仅占 1.8%。中南、华东地区水力资源开发程度已分别达 75.33%和 56.3%，东北和华北地区水力资源开发程度虽然为 41.31%和 28.19%，但这两地区剩余可开发水力资源开发难度较大（涉及国际界河、水库淹没、径流量减少等）。而水力资源丰富的西南地区开发程度仅为 11.0%，可开发潜力巨大。

4.2.3.2 “西电东送”北、中、南通道分布情况

北部通道西电东送涉及华北和西北电网，覆盖青海、甘肃、宁夏、陕西、内蒙古、山西、北京、天津、河北、山东及新疆共 11 个省（区、市），所涉及地区的水力资源较为丰富。据统计，该地区理论蕴藏量平均功率 104 703MW，年电量 9172 亿 kW·h；技术可开发装机容量 66 873.3MW，年发电量 2584.18 亿 kW·h；经济开发装机容量 55 963MW，年发电量 2101.47 亿 kW·h；已正开发装机容量 15 213.7MW，年发电量 582.41 亿 kW·h。

中部通道西电东送所涉及的地区水力资源极为丰富，据统计理论蕴藏量平均功率 228 257.6MW，年电量 19 995.37 亿 kW·h；技术可开发装机容量 203 208.7MW，年发电量 9253.99 亿 kW·h；经济开发装机容量 182 389.9MW，年发电量 8211.76 亿 kW·h；已、正开发装机容量 71 425.6MW，年发电量 2940.54 亿 kW·h。

南部通道西电东送所涉及的地区水力资源丰富，据统计理论蕴藏量平均功率 147 024.0MW，年电量 12 879.33 亿 kW·h；技术可开发装机容量 146 502.8MW，年发电量

6724.81 亿 kW·h；经济开发装机容量 141 095.3MW，年发电量 6457.96 亿 kW·h；已、正开发装机容量 37 669.3 MW，年发电量 1571.33 亿 kW·h。

4.2.3.3 经济大区东、中、西部地区分布情况

东部地区包括北京、天津、河北、辽宁、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南等 11 省市；中部地区包括黑龙江、吉林、山西、河南、湖北、湖南、安徽、江西等 8 省；西部地区包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆、内蒙古、四川、重庆、贵州、西藏、云南、广西等 12 省（市、自治区）。

全国理论蕴藏量年电量 60 829 亿 kW·h，其中东部占 4.5%，中部占 8.6%，西部占 86.9%；全国技术可开发装机容量 541 640MW，其中东部占 4.8%，中部占 13.7%，西部占 81.5%；全国经济可开发装机容量 401 795MW，其中东部占 6.2%，中部占 17.6%，西部占 76.2%；全国已、正开发装机容量 130 980MW，其中东部占 12.4%，中部占 37.5%，西部占 50.1%。

东部地区 11 个省市水力资源理论蕴藏量年电量 2716 亿 kW·h，平均功率 31 003MW；技术可开发装机容量 26 426.1MW，年发电量 834.48 亿 kW·h；经济开发装机容量 24 954.8MW，年发电量 789.82 亿 kW·h；已、正开发装机容量 16 224.5MW，年发电量 519.23 亿 kW·h。

中部地区 8 个省水力资源理论蕴藏量年电量 5240.12 亿 kW·h，平均功率 59 818.2MW；技术可开发装机容量 73 976.7MW，年发电量 2647.20 亿 kW·h；经济开发装机容量 70 833.0MW，年发电量 2540.69 亿 kW·h；已、正开发装机容量 49 111.5MW，年发电量 1821.72 亿 kW·h。

西部地区 12 个省区市水力资源理论蕴藏量年电量 52 873.14 亿 kW·h，平均功率 603 574.3MW；技术可开发装机容量 441 231.0MW，年发电量 21 257.62 亿 kW·h；经济开发装机容量 306 008.9MW，年发电量 14 203.33 亿 kW·h；已、正开发装机容量 65 644.2MW，年发电量 2917.84 亿 kW·h。

全国水力资源复查成果分省区市汇总见表 1.1-5。

表 1.1-5 全国水力资源复查成果汇总表 (分省市区)

序号	省市区	理论蕴藏量		技术可开发量			经济可开发量			已、正开发量			开发程度 (装机容量) (%)
		年电量 (亿 kW·h)	平均功率 (MW)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	电站座数 (座)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	
1	京津冀	199.26	2274.6	179+1/2	1751.3	37.12	104+1/2	1252.5	25.27	65+1/2	686.8	14.93	39.2
2	山西	493.61	5634.8	169+7/2	4020.4	120.55	149+7/2	3973.8	118.96	59+3/2	943.3	28.61	23.5
3	内蒙古	509.14	5812.2	103+10/2	2624.5	73.45	82.10/2	2567.3	71.91	24+2/2	736.9	19.01	28.1
4	辽宁	177.92	2031.0	200+3/2	1767.3	60.39	171+3/2	1728.9	59.14	68+2/2	1360.3	47.26	77
5	吉林	301.3	3439.6	188+14/2	5115.5	117.93	157+14/2	5042.3	115.47	71+2/2	3882.9	79.22	75.9
6	黑龙江	664.20	7582.2	166+11/2	8161.9	238.31	111+11/2	7226.9	211.79	41+1/2	971.8	20.46	11.9
7	上海 江苏	152.20	1738.1	22	57.9	1.73	14	22.4	0.67	14	22.4	0.67	38.7
8	浙江	537.59	6136.8	1070+4/2	6643.8	161.46	1067+4/2	6613.2	160.72	651	4423.7	105.01	66.6
9	安徽	273.50	3122.0	157	1074.0	30.00	144	996.0	27.30	65	613.0	16.70	57.1
10	福建	941.01	10 742.0	1031+4/2	9979.7	353.02	1027+4/2	9697.7	344.97	482	5808.1	213.30	58.2
11	江西	425.57	4858.1	533	5162.9	170.96	448	4161.9	137.74	255	2036.9	60.53	39.5
12	山东	102.48	1170.1	50	64.2	1.59	37	50.8	1.32	21	34.9	0.87	54.4
13	河南	412.32	4706.6	214+3/2	2880.6	96.95	137+3/2	2726.4	91.40	83+2/2	2331.1	76.82	80.9
14	湖北	1507.12	17 204.5	704+2/2	35 540.5	1386.31	649+2/2	35 355.9	1380.45	326	31 475.7	1257.20	88.6
15	湖南	1162.51	13 270.4	967+2/2	12 020.9	486.19	769+2/2	11 349.8	457.58	448+1/2	6856.8	282.19	57
16	广东	531.60	6068.5	1051	5401.4	198.14	970	4879.8	177.79	672	3435.3	124.04	63.6
17	海南	73.78	842.2	85	760.5	21.03	82	710.5	19.94	54	452.9	13.15	59.6
18	广西	1545.37	17 641.2	821+5/2	18 913.8	808.84	759+5/2	18 575.0	794.98	410+3/2	12 333.7	525.11	65.2
19	四川	12 571.89	143 514.7	1992+27/2	120 040.0	6121.59	1836+19/2	103 270.7	5232.89	756+2/2	16 301.2	860.83	13.6
20	重庆	2011.67	22 964.3	421	9808.4	445.78	323	8195.9	378.04	194	1556.7	67.30	15.9
21	贵州	1584.37	18 086.4	574+27/2	19 487.9	777.99	448+26/2	18 980.7	752.42	194+7/2	10 189.8	370.00	52.3
22	云南	9144.21	104 386.0	769+27/2	101 939.1	4918.81	729+25/2	97 950.4	4712.83	470+3/2	11 257.6	539.03	11
23	西藏	17 638.98	201 358.2	333+5/2	110 004.4	5759.69	191	8350.4	376.25	82	456.5	17.57	0.4
24	陕西	1118.56	12 768.9	343+6/2	6623.8	222.16	312+6/2	6501.6	217.22	134+1/2	1901.1	68.77	28.7
25	甘肃	1304.16	14 887.3	310+11/2	10 625.4	444.34	195+10/2	9009.0	370.43	85+2/2	3692.4	164.31	34.8
26	青海	1916.14	21 873.8	229+12/2	23 140.4	913.44	170+8/2	15 479.1	554.62	96+2/2	5082.8	206.40	22
27	宁夏	184.19	2102.6	10+1/2	1458.4	58.94	10+1/2	1458.4	58.94	5	428.9	19.52	29.4
28	新疆	3344.46	38 178.7	518	16 564.9	712.59	495	15 670.5	682.81	213	1706.7	59.99	10.3
	合计	60 829	694 400	13 286+28/2	541 640	24 740	11 653+27/2	401 795	17 534	6053+4/2	130 980	5259	24.2

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 10MW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 0.5MW 及以上的水电站,不含港澳台地区;处两国界河的水力资源理论蕴藏量和可开发量,根据国际惯例,中方按 1/2 计算;两省(自治区、直辖市)界河的水力资源理论蕴藏量,各按 1/2 计算;技术可开发、经济可开发和已正开发量,当坝址区位于两个省(自治区、直辖市)界河时,原则上可根据水电站坝址所在地各按 1/2 计算;对跨省(自治区、直辖市)河流,当水电站的坝址和水库淹没区不在同一省(自治区、直辖市)时,水力资源技术可开发量和经济可开发量计入水电站坝址所在省(自治区、直辖市)。

4.2.4 可开发的水电站大小规模情况

我国有许多水力资源可开发成大型水电站,在技术可开发量中,装机容量 300MW 及以上的大型水电站装机容量和年发电量的比重均达到 72%,其中装机容量 1000MW 及以上的特大型水电站装机容量和年发电量的比重均超过 50%。

我国小水电资源丰富,在 1600 个县都有分布,可开发

的小水电站座数占全国可开发水电站总座数的 92.1%;虽然总装机容量和年发电量不大,但它是解决农村电力问题的宝贵资源。

全国水力资源可开发量按水电站大小规模统计汇总见表 1.1-6。

表 1.1-6 全国水力资源可开发量按规模统计汇总表

序号	项 目		技术可开发量	经济可开发量	已、正开发量
1	大型水电站 (300MW 及以上)	水电站座数	363+10/2	175+10/2	65+3/2
		装机容量(MW)	388 700	276 082	90 102
		年发电量(亿 kW·h)	17 920	12 050	3571

续表

序号	项 目		技术可开发量	经济可开发量	已、正开发量
2	中型水电站 (50~300MW)	水电站座数	785+10/2	631+9/2	162+1/2
		装机容量(MW)	87 730	68 252	17 693
		年发电量(亿 kW·h)	3927	2933	705
3	小型水电站 (0.5~50MW)	水电站座数	12 238+8/2	10 847+8/2	5826
		装机容量(MW)	65 210	57 461	23 185
		年发电量(亿 kW·h)	2893	2551	983

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 10MW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 0.5MW 及以上的水电站,不含港澳台地区;处两国界河的水力资源理论蕴藏量和可开发量,根据国际惯例,中方按 1/2 计算。

4.2.5 建设和前期工作进展情况

我国对水力资源的开发做了很多工作,取得了丰硕的成果。本次复查对技术和经济可开发水力资源按建设和前期工作进展情况,分以下五类进行统计。

- 一类:已经建成或正在建设的水电站;
- 二类:已经完成预可行性研究报告或可行性研究报告的水电站;
- 三类:已经完成河流(河段)水电开发规划的水电站;
- 四类:进行了现场查勘,并进行了简单的测量工作和拟定了梯级布置的水电站;
- 五类:未进行现场查勘,仅在室内估算过水能指标的水电站。

全国可开发水力资源中的单站装机容量 10MW 及以上水电站分类统计汇总,见表 1.1-7。

表 1.1-7 全国装机容量 10MW 及以上水电站分类统计汇总表

序号	项 目		技术可开发量	经济可开发量
1	一类 电站	水电站座数	827+4/2	827+4/2
		装机容量(MW)	119 975	119 975
		年发电量(亿 kW·h)	4778	4778
2	二类 电站	水电站座数	471+2/2	463+2/2
		装机容量(MW)	96 650	96 342
		年发电量(亿 kW·h)	4179	4167

表 1.1-8 世界水力资源情况表

大洲	国家	技术可开发量						经济可开发量 (亿 kW·h/a)
		年发电量 (亿 kW·h/a)	总量 排位	按国土面积平均		按人口平均		
				国土面积 (万 km ²)	每 km ² (万 kW·h/a)	人口 (万人)	每人 (kW·h/a)	
世界	158 国	143 700		13 505	10.6	644 613	2229	~80 820
亚洲	共 35 国	~68 000		4348				~36 000
	其中: 中国	24 740+202	1	960	26.0	130 631	1891	17 534+138
	俄罗斯	16 700	2	1708	9.8	14 342	11 644	8520
	印度	6600	6	297	22.2	108 026	611	—
	印度尼西亚	4016	8	190	21.1	24 197	1660	400
	塔吉克斯坦	2635	9	14	188.2	716	35 419	—
	土耳其	2150	11	78	27.6	6966	3086	1230
	巴基斯坦	—	14	80		16 242		—
	日本	1355	15	38	35.7	12 742	1063	1143
欧洲	共 39 国	~12 250		1050				~7750
	其中: 挪威	2000	12	39	51.3	459	43 573	1796
	瑞典	1300	16	45	28.9	900	14 444	900
	法国	720	22	55	13.1	6066	1187	715
	西班牙	700	23	51	13.7	4034	1735	410

续表

序号	项 目		技术可开发量	经济可开发量
3	三类 电站	水电站座数	1080+10/2	1000+19/2
		装机容量(MW)	144 190	138 087
		年发电量(亿 kW·h)	6604	6346
4	四类 电站	水电站座数	290	188
		装机容量(MW)	30 012	21 848
		年发电量(亿 kW·h)	1518	1065
5	五类 电站	水电站座数	334	
		装机容量(MW)	127 052	
		年发电量(亿 kW·h)	6611	

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 10MW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 10MW 及以上的水电站,不含港澳台地区;处两国界河的水力资源理论蕴藏量和可开发量,根据国际惯例,中方按 1/2 计算。

4.3 世界水力资源情况

全世界水力资源理论蕴藏量年电量为 44.28 万亿 kW·h,平均功率 50.5 亿 kW(引自《中国水力发电年鉴》1983 卷 1157 页);而技术可开量和经济可开发量的年发电量,全世界(158 个国家、地区)1999 年统计分别为 14.37 万亿 kW·h 和 8.08 万亿 kW·h。(引自《中国水力发电年鉴》第七卷 881 页)。世界各大洲和水电开发较多国家(地区)的水力资源情况见表 1.1-8。

续表

大洲	国家	技术可开发量						经济可开发量 (亿 kW·h/a)
		年发电量 (亿 kW·h/a)	总量 排位	按国土面积平均		按人口平均		
				国土面积 (万 km ²)	每 km ² (万 kW·h/a)	人口 (万人)	每人 (kW·h/a)	
欧洲	意大利	690	24	30	23.0	5810	1188	540
	奥地利	—	25	8		819		537
	瑞士	416	27	4	104.0	749	5554	355
	罗马尼亚	400	28	24	16.7	2233	1791	300
	德国	250	30	36	6.9	8243	303	200
	葡萄牙	245	31	9	27.2	1057	2317	198
	乌克兰	235	32	60	3.9	4700	500	190
北、中美洲	共 18 国	~16 600		2139				~10 000
	其中：加拿大	9810	4	997	9.8	3281	29 899	5360
	美国	5285	7	937	5.6	29 573	1787	3760
	墨西哥	490	26	197	2.5	10 620	461	322
南美洲	共 13 国	~26 650		2061				~16 000
	其中：巴西	13 000	3	855	15.2	18 611	6985	7635
	委内瑞拉	2607	10	92	28.3	2538	10 271	1000
	哥伦比亚	2000	13	114	17.5	4295	4657	1400
	阿根廷	1300	17	278	4.7	3954	3288	
	巴拉圭	850	18	41	20.7	635	13 386	680
非洲	共 42 国	~17 500		3012				~10 000
	其中：刚果(金)	7740	5	235	32.9	6077	12 737	4192
	埃及	—	19	100		7751		500
	莫桑比克	376	29	80	4.7	1941	1937	317
大洋洲	共 10 国	~2700		895				~1070
	其中：新西兰	770	20	27	28.5	404	19 059	400
	澳大利亚	—	21	768		2009		300

注 1. 表中水力资源总量数据，除中国的外，来自《中国水力发电年鉴》第七卷所载，为英刊《国际水电与坝——2001 年世界水电地图集》统计的 1999 年数；中国当年参与统计的数据为 2000 年统计数，现表中中国一栏所列的为 2004 年数，加号前后分别为大陆的和台湾的数据。
2. 表中的国土面积和人口数据，是从百度网上搜索来的，其中人口为 2005 年 7 月的数量。

按拥有技术可开发水力资源总量，世界上较丰富的前十位国家依次：中国、俄罗斯、巴西、加拿大、刚果（金）、印度、美国、印度尼西亚、塔吉克斯坦、委内瑞拉，中国名列第一。

按陆地面积计算的每平方公里技术可开发水力资源，全世界（陆地面积 13 505 万 km²）平均为 10.6 万 kW·h/a，则最多的塔吉克斯坦达每平方公里 188.2 万 kW·h/a，瑞士每平方公里为 104.0 万 W·h/a，挪威、日本等国也比较多。俄罗斯、加拿大总量虽然较大，但国土面积大，平均每平方公里的可开发水力资源只接近平均数。中国平均每平方公里 26.0 万 kW·h/a，高于世界平均数。

按人口平均的技术可开发水力资源，2005 年全世界平均每人为 2229kW·h/a，最多的为挪威，平均每人 43 573kW·h/a，其次如塔吉克斯坦、加拿大、刚果（金）等国也较多。印度比较少，平均每人 611kW·h/a 以下。中国平均每人 1891kW·h/a，为世界平均数的 85%。

俄罗斯、巴西、加拿大、美国等国土面积较大的国家，与我国一样都存在水力资源分布不均的情况。如俄罗斯的水力资源大部分在西伯利亚东部和远东地区，远离位于欧洲的经济中心；巴西的水力资源有近一半位于荒僻的亚马逊地区，离东南沿海的经济中心远；加拿大的水力资源，有一半以上在魁北克和不列颠哥伦比亚两省，且大部分在北部严寒的偏远地区，远离人口密集经济发达的南部地区；美国的水力资源有 70% 左右分布在人口仅占全国 14% 的太平洋沿岸和西北的五个州以及阿拉斯加地区。

4.4 水力资源的开发情况

4.4.1 可开发水力资源

水力资源是河川径流所蕴藏的水能，现以水力发电作为利用的主要内容，不是所有的水力资源都可以开发。一方面，河流的落差不可能百分之百地被利用，如长江不会在其出海口筑一道大坝来集中落差发电；另一方面，因为江河的洪、枯流量变化很大，水电站的装机规模不可能按最大流量来设计，也不可能到处修建大水库把江河天然的来水量都装起来，河流的水量有许多不能用来发电。由于技术、经济及其他因素，在水力资源的理论蕴藏量中有相当部分（约 2/3）为不可开发资源。在当前技术水平条件下可开发利用的水力资源量称为技术可开发量；在当前技术经济条件下，具有经济开发价值的，即与其他能源相比具有竞争力、且没有制约性环境问题和制约性水库淹没处理问题的水力资源量称为经济可开发量。当然，随着科技的进步、其他能源供需的变化、生态环境保护的加强，水力资源的技术、经济可开发量也会有所增减。

技术可开发量、经济可开发量是用年发电量和装机容量表示。水电在电力系统的地位和作用，各国不同，且各时期也有变化。如用于调峰、调频及事故备用的水电，其装机利用小时数就少。早期，我国的水电装机利用小时数在 5000h，如今已降至 4000h 左右，且有进一步减少趋势。以火电、核电为主的经济发达国家，水电装机利用小时数更低，有的仅 1000~2000h。同样的水力资源，在装机利用小时数减少后，就需要较多的装机容量来发送。因此，在比较

各国水力资源时，以年发电量为宜。

4.4.2 水力资源的开发率

水力资源的开发率，是已开发利用河川径流所发电量或电力占其所可开发水力资源的比例。由于可开发量分技术可开发量和经济可开发量，因此，谈水力资源的开发率应指明是相对技术可开发量的还是相对经济可开发量的。同时在计算水力资源的开发率时，还应注意已开发量应从统计的水电年发电量或装机容量中扣除抽水蓄能机组部分。

以年发电量计算水力资源开发率，是比较各国水力资源开发程度通常采用的方法。但在采用通常的年度统计资料计算时，存在：①难准确扣除抽水蓄能机组的年发电量，对一些水电开发程度较高又有较多抽水蓄能电站的国家，因未做这一扣除，其水力资源开发率就会出现超过百分之百的不合理现象；②在已建水电站不变的情况下，会因年度来水情况不同而出现开发率不一样现象；③无法考虑因调度影响（如旋转备用、带低负荷在低效率区运行）的受损的电量，也难扣除不在水力资源统计范围内的农村小水电的电量，计算有不合理的因素。

以装机容量计算水力资源开发率，可以做得比较准确，但水电装机容量与其在电力系统的地位和作用相关，所计算出来的开发率的连贯性、可比性较差。

4.4.3 中国水力资源的开发情况

中国水力资源最近复查，在不包括台港澳的情况下，技术可开发装机容量 54 164 万 kW，年发电量 24 740 亿 kW·h；经济开发装机容量 40 180 万 kW，年发电量 17 534

亿 kW·h。到 2001 年底，已、正开发装机容量 130 980MW，年发电量 5259 亿 kW·h，按装机容量和年发电量计算的开发率分别为 24.2%和 21.3%。

通常，由于在建水电资料不公布，在比较各国水力资源开发程度时，开发率的已开发量只计已建成的，不包括在建的。2005 年底，中国的水电在不包括台港澳的情况下，装机总量为 11739 万 kW、年发电量 3964 亿 kW·h，其中含抽水蓄能电站装机容量 573 万 kW，则中国水力资源开发率：

(1) 相对技术可开发量，按装机容量计为 $(11\,739 - 573)/54\,164 \times 100\% = 20.6\%$ ，而按年发电量计，抽水蓄能电站装机年利用小时约 1000h，则为 $(3964 - 573 \times 0.1)/24\,740 \times 100\% = 15.8\%$ ；

(2) 相对经济可开发量，按装机容量计为 $(11\,739 - 573)/40\,180 \times 100\% = 27.8\%$ ，而按年发电量计为 $(3964 - 573 \times 0.1)/17\,534 \times 100\% = 22.3\%$ 。

4.4.4 世界水力资源的开发情况

据英刊《国际水电与坝——2001 年世界水电地图集》统计资料，1999 年全世界 158 个国家（或地区）的水电年发电量为 2.645 万亿 kW·h，对技术、经济可开发水力资源的开发率分别为 18.4%、32.7%。其中，欧、美等 45 个发达国家，对其技术、经济可开发水力资源的开发率为 32.4%和 54.9%；而亚非拉 113 个发展中国家（或地区）相应的开发率为 11.7%和 21.3%，继续开发的潜力很大。按所能得到的最近资料，世界上水电开发较多的 30 多个国家，其水力资源按年发电量计的开发程度如表 1.1-9 所列。

表 1.1-9 一些国家的水力资源开发情况

国 家	已开发水电				可开发水力资源		水力资源开发程度	
	装机容量		年发电量		技术可开发量 (亿 kW·h/a)	经济可开发量 (亿 kW·h/a)	相对技术可 开发量的(%)	相对经济可 开发量的(%)
	总量 (万 kW)	常规 (万 kW)	总量 (亿 kW·h)	常规 (亿 kW·h)				
中国	10 524	9951	3310	3252.7	24 740	17 534	13.2	18.6
俄罗斯	4400	4300	1605	1595	16 700	8520	9.6	18.7
印度	2450	2295	800	784.5	6600	—	11.9	—
印度尼西亚	420	420	130	130	4016	400	3.2	32.5
塔吉克斯坦	405	405	161	161	2635	—	6.1	—
土耳其	1082	1082	391	391	2150	1230	18.2	31.8
巴基斯坦	483	483	221	221	—	—	—	—
日本	4584	2723	956	769.9	1355	1143	56.8	67.4
挪威	2874	2741	1163	1149.7	2000	1796	57.5	64.0
瑞典	1619	1610	683	682.1	1300	900	52.5	75.8
法国	2520	2090	765	655	720	715	91.0	91.6
西班牙	1932	1441	350	300.9	700	410	43.0	73.4
意大利	2222	1527	516	446.5	690	540	64.7	82.7
奥地利	1150	944	375	354.4	—	537	—	66.0
瑞士	1323	1147	345	327.4	416	355	78.7	92.2
罗马尼亚	593	587	160	159.4	400	300	39.9	53.1
德国	885	433	248	200	250	200	80.0	100.0
葡萄牙	438	382	115	109.4	245	198	44.7	55.3
乌克兰	470	457	159	157.7	235	190	67.1	83.0
加拿大	6696	6679	3500	3498.3	9810	5360	35.7	65.3
美国	9442	7552	3088	2899	5285	3760	54.9	77.1
墨西哥	1050	1050	246	246	490	322	50.2	76.4
巴西	5804	5790	2826	2824.6	13 000	7635	21.7	37.0
委内瑞拉	1322	1322	606	606	2607	1000	23.2	60.6
哥伦比亚	856	853	370	369.7	2000	1400	18.5	26.4

续表

国 家	已开发水电				可开发水力资源		水力资源开发程度	
	装机容量		年发电量		技术可开发量 (亿 kW · h/a)	经济可开发量 (亿 kW · h/a)	相对技术可 开发量的(%)	相对经济可 开发量的(%)
	总量 (万 kW)	常规 (万 kW)	总量 (亿 kW · h)	常规 (亿 kW · h)				
阿根廷	958	861	320	310.3	1300		23.9	—
巴拉圭	810	810	513	513	850	680	60.4	75.4
刚果(金)	244	244	54	54	7740	4192	0.7	1.3
埃及	281	281	115	115	—	500	—	23.0
莫桑比克	218	218	115	115	376	317	30.6	36.3
新西兰	518	518	229	229	770	400	29.7	57.3
澳大利亚	750	579	175	157.9	—	300	—	52.6

注 表中的常规水电年发电量为年发电总量经扣除抽水蓄能机组年发电量计算后的数据,抽水蓄能机组的年发电量的计算以年利用发电 1000h 计。中国为 2004 年数据。



第2章 水电站的水工建筑物

1 概述

水工建筑物是为开发、利用和保护水资源,减免水害而修建的受水作用的建筑物。作用在水工建筑物上的水体是静止的或流动的,有侵蚀性的或无侵蚀性的。水的作用主要为力的作用,有静水压力、动水压力、浪压力、冰压力、渗压力、浮托力等。此外还有其他物理的和化学的作用,包括:水流的空蚀、磨蚀、冲刷,水的冻融、渗流对岩土的内部冲刷和化学溶蚀及淤塞、侵蚀性水对建筑物的侵蚀作用等。水工建筑物还承受自重、土压力、温度、地震等作用。

按其功能分为:挡(壅)水建筑物(阻挡水流、壅高水位)、泄水建筑物(有控制地安全泄放具有势能的水流)、输水建筑物以及整治防护建筑物。按其用途分为:水力发电、航运、灌溉、防洪、渔业等类水工建筑物。按使用期限分为永久水工建筑物和临时水工建筑物,前者在工程运用期间长期使用;后者只在永久建筑物施工或检修期间使用,当其作用完成后,即可废弃或改建成其他用途的水工建筑物,如围堰、导流隧洞等。永久建筑物按其在工程中的重要性又可分为主要建筑物和次要建筑物,前者失事后将造成下游灾害或严重影响工程效益,如坝、水电站厂房等;后者失事后不致造成下游灾害或对工程效益影响不大,并易于修复,如导流墙、护岸等。按主要建筑材料可分为混凝土、砌石、土石、金属材料等水工建筑物。

水工建筑物的特点是:

(1) 水工建筑物承受水的各种作用,并受洪水影响,其工作条件在很大程度上受地形、地质、水文等自然条件的制约,且多处于水下或水流中,损坏后不易修复,因而要因地制宜地根据具体条件加以设计,一般要求较高的可靠度。

(2) 水工建筑物,如大坝、运河等往往对自然环境和社会发展有很大的影响。

(3) 常需在河、湖、海等水域中施工,需导流和排干施工基坑或在水下施工,一般工程量巨大,常需机械化施工。

(4) 设计水工建筑物均需根据规范规定,按建筑物的重要性、级别、结构类型、运用条件等,采用一定的洪水标准,保证遇标准以内的洪水时建筑物的安全。水工建筑物的运用条件一般分为正常和非常两种。正常运用采用设计洪水标准;非常运用采用校核洪水标准。洪水标准多以洪水的重现期或出现的概率表示,如百年一遇洪水(出现的概率为1%)。非常重要的水工建筑物有时以可能最大洪水为校核洪水标准。

水工建筑物根据破坏可能产生的后果(危及人的生命、造成经济损失、产生社会影响等)的严重性,按照规范规定分为不同的级别。对不同级别的水工建筑物,在下列方面有不同的要求:①抵御洪水能力,如洪水标准、安全超高等;②强度和稳定性,如建筑物的强度和抗滑稳定安全系数、限制裂缝的要求等;③建筑材料,如品种、质量、耐久性等;④运行可靠性,如建筑物各部分尺寸裕度大小和设置观测设备等。

水电站的水工建筑物,除挡水建筑物、泄水建筑物外,

还有专为发电用的进水建筑物、引水建筑物、平水建筑物、水电站厂房及变电和配电建筑物等。进水建筑物的功能是按水电站的要求将水引入引水道;引水建筑物是将发电用水输给水轮发电机组;平水建筑物的功能是平稳引水建筑物中的流量和压力,以适应负荷变化;水电站厂房用来安装水轮发电机组及其控制设备,变电和配电建筑物用来安装变压器及高压开关,将水电站发出的电流输出。有些水电站还有:通航建筑物,供船舶过坝用,有船闸、升船机等型式;过鱼建筑物,专供鱼类洄游过闸、过坝用,有鱼道、鱼闸、举鱼机等型式;过木建筑物,专为木材过闸、过坝用,有筏道、漂木道、举木机等。

2 挡水建筑物

2.1 挡水建筑物的类型

挡水建筑物是用以拦截水流,形成水库或壅高水位的水工建筑物,如各种坝、水闸以及堤防等,其中以坝为典型代表。

2.1.1 坝

坝是截断河流用以拦蓄或调节水流、抬高水位的挡(壅)水建筑物,是利用和控制水流的关键建筑物。它所形成的水库,可调节径流、控制下泄洪水,为发电、防洪、灌溉、供水、航运等提供有利条件。早期筑坝的目标比较单一。现代筑坝多以某项目标为主,兼顾多种综合利用要求。

坝的主要部位有:坝体、坝顶、上下游坝面、坝基面、坝肩、坝踵、坝趾等,见图1.2-1。坝体是坝的顶面、上下游坝面和坝基面所包围的实体。坝顶是坝的顶部结构,包括路面、防浪墙、栏杆、排水沟、灯柱等。坝基面是坝与坝基的接触面。坝的两岸附近坝基称为坝肩。上游坝面与坝基的交接处称为坝踵。下游坝面与坝基的交接处称为坝趾。坝的长度可用坝顶长代表。坝的高度可用坝高代表。坝高是坝的最低建基面至坝的顶面的高差。

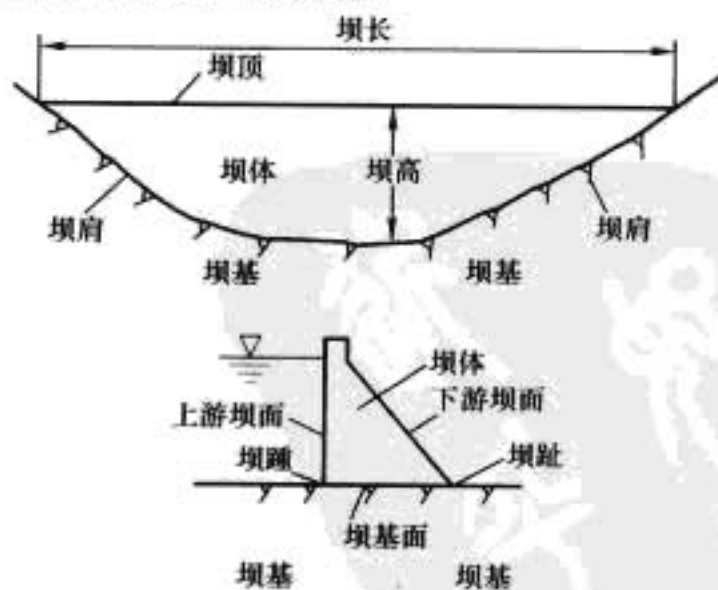


图 1.2-1 坝的示意图

坝用土石、砌石、混凝土等材料筑成。建坝要选择适宜的坝址。坝基应稳固、渗透性低。坝和坝基内一般均设有防渗和排水设施,以减少水库渗漏,增加坝和坝基的稳定性。坝和坝基的连接应可靠,特别应重视它们的防渗体的连接。

坝的类型:①按筑坝的主要材料分有:混凝土坝、砌石

坝、土石坝、橡胶坝等。②按结构和力学特点分，混凝土坝和砌石坝有：重力坝（包括宽缝重力坝和空腹重力坝）、拱坝（包括空腹拱坝）、支墩坝（包括大头坝、平板坝和连拱坝）。按力学特点土石坝属重力式，即借坝体自重抵抗库水压力的推力作用。③按泄水条件分有：可泄水的坝和非泄水的坝。混凝土坝和砌石坝可建成可泄水的坝（包括溢流坝、有坝身泄水孔的坝）或非泄水的坝。土石坝多为非泄水的坝。④按施工方法分，对于混凝土坝主要有常规（方法浇筑的）混凝土坝和碾压混凝土坝。对于土石坝有碾压坝、定向爆破坝等。⑤按坝高分有：低坝、中坝和高坝（中国设计规范规定：坝高30m以下为低坝，30~70m为中坝，70m以上为高坝）。⑥按坝的位置分，当坝截断河谷和地形垭口时，截断河谷的坝称拦河坝或主坝，截断垭口的坝称副坝，有的拦河坝向一岸或两岸延伸很长，也有人将岸边延伸的这部分坝体称为岸边副坝。

坝的主要类型有重力坝、拱坝、支墩坝及土石坝等，见图1.2-2。

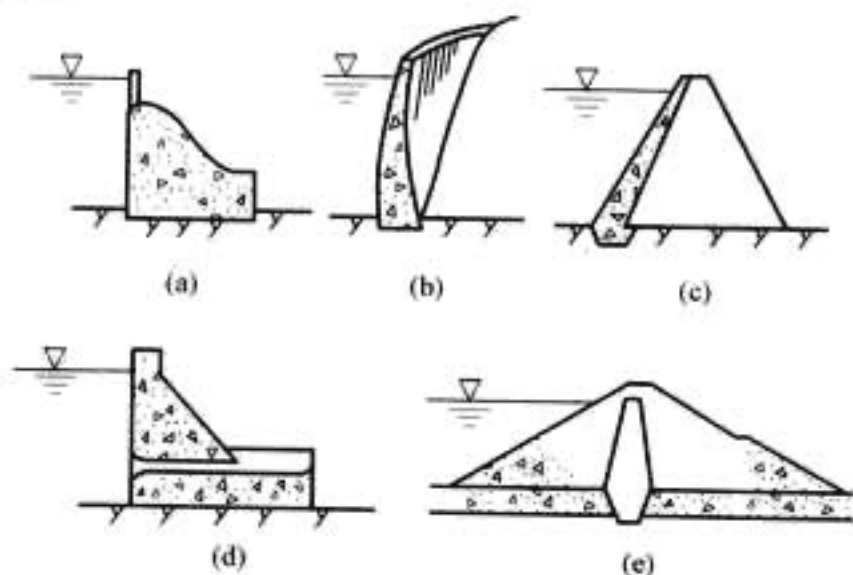


图 1.2-2 坝的主要类型

(a) 重力坝（溢流坝）；(b) 拱坝；(c) 支墩坝；
(d) 重力坝（有坝身泄水孔的坝）；(e) 土石坝

2.1.2 水闸

水闸是建筑在渠道或河道上的一种低水头挡水、泄水建筑物，由上游连接段、闸室、下游连接段组成。闸室为主体部分，其中设有闸门，用以调节水位、控制过闸流量。上游连接段包括铺盖、防冲槽、上游翼墙、护坡等，具有防冲、防渗、引导水流平顺入闸的作用。下游连接段包括消力池、海漫、防冲槽、下游翼墙、护坡等，以消减水流能量、保护河床及两岸。在水电站中，有进水闸、泄水闸、冲沙闸等。

2.1.3 堤防

堤防简称“堤”，是沿着江、河、湖、海岸边修筑的防水建筑物。用以约束水流、防止洪水泛滥或潮、浪侵袭江河堤防，并有稳定河槽、导引水流增加宣泄能力的作用。在水电站，有为减少水库淹没的库堤和约束水流的隔流堤等。

2.1.4 围堰

围堰也是一种挡水建筑物，但它是临时性的，用于在施工期间围护基坑，挡住河水，使主体建筑物在干场地上进行施工。在主体建筑物上游的称上游围堰，在下游的称下游围堰；轴线与水流方向近于垂直的称为横向围堰，近于平行的称为纵向围堰。一次断流导流方式只需上、下游围堰，分期导流方式则还需纵向围堰。常用的有土石围堰、混凝土围堰、钢板桩围堰和木笼围堰等。围堰应满足稳定、防渗、防冲等要求；一般不允许过水，有必要时也可设计成过水围堰；构造应考虑到水下施工和使用后要拆除等特点。

2.2 常用坝型

2.2.1 混凝土坝

2.2.1.1 混凝土重力坝

混凝土重力坝主要依靠自身重量抵抗外力作用以保持稳定。坝体基本剖面呈三角形，顶点多在坝顶附近，坝底宽与坝高之比一般在0.7~0.9之间。重力坝的坝轴线在平面上一般呈直线形，有时根据地形、地质条件和工程布置要求，设计成折线形或曲线形。重力坝沿坝轴线多设有横缝，其间距多为15~20m。二横缝之间的坝体称为坝段。大多数重力坝建于基岩上。重力坝的主要优点有：①结构受力条件较明确，安全可靠，其失效概率较土石坝和支墩坝为低。②能较好地适应各种地质、地形条件。③设计和施工都较简单。④便于布置泄洪、导流和引水发电等建筑物。⑤对混凝土的强度要求较低，便于施工机械化。重力坝的主要缺点有：①坝体体积大，需要耗用大量水泥。②建筑材料的强度未能充分利用。③大体积混凝土的温度控制措施较为复杂。

混凝土重力坝的类型：

(1) 按坝段间横缝的构造可分为悬臂式、铰接式和整体式三类。①横缝为不灌浆的平缝时为悬臂式重力坝，其各个坝段均独立工作。②横缝处设键槽，但不进行灌浆的为铰接式重力坝，坝段之间可以传递力，但不传递力矩。③横缝间设键槽并进行灌浆的为整体式重力坝，坝段间可以传递力和力矩。在工程实践中多采用悬臂式和整体式重力坝，铰接式的则很少采用。

(2) 按坝体结构型式分为实体重力坝、宽缝重力坝和空腹重力坝，见图1.2-3。①实体重力坝坝体内无空腔，其上游坝坡多为垂直，有时下部设1:0.2左右的折坡，其下游坝坡一般为1:0.7~1:0.8。②宽缝重力坝系将坝段间的横缝扩宽，在坝体内形成顺水流方向的空腔，以利坝基排水和减少坝体工程量。空腔的宽度通常为坝段宽度的20%~40%。③空腹重力坝。在坝体腹部布置大孔口的重力坝。由于纵向大孔口的存在，地基渗流从孔洞底部排出，将大大降低坝底的渗透压力，从而节省坝体混凝土方量，此外，可将发电厂房布置于坝内，解决溢流坝同坝后厂房布置上的矛盾，并缩短引水钢管、节省厂房的开挖工程；施工时的散热条件也获改善。但该坝型施工较为复杂，坝身应力状态可能趋于不利，坝内布置厂房时，须有较多防渗、防潮、止水措施以及通风设施。

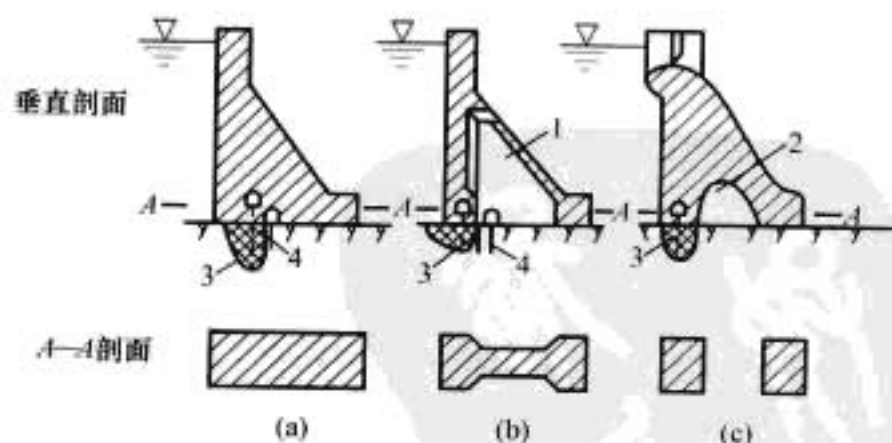


图 1.2-3 重力坝坝型剖面图

(a) 实体重力坝；(b) 宽缝重力坝；(c) 空腹重力坝
1—宽缝；2—空腹；3—帷幕；4—排水幕

(3) 按照坝段是否设溢流堰分为溢流坝和非溢流坝。非溢流坝除单纯挡水外，有时又可为设有中孔、深孔、底孔的坝段或设导流底孔的坝段和设进水口的坝段等。当在设进水口的坝段坝趾下游设有水电站厂房时，这种坝段又称厂房坝段。

(4) 按坝体混凝土浇筑方法可分为常规混凝土重力坝和碾压混凝土重力坝。碾压混凝土坝是仿效碾压土石坝的筑坝方式发展起来的,因其有水泥用量少、施工简便、能大面积浇筑、模板及温度控制费用低等特点,相对于常态混凝土坝而言,在工期和造价等方面具有明显的优势。

非溢流坝的坝顶宽度和溢流坝的坝顶工作桥、交通桥宽度应根据设备布置、运行操作、检修、交通、观测以及防洪抢险等要求确定。为了防渗和降低扬压力,在坝体内设置止水系统和排水系统,在坝基设置帷幕和排水幕。排水幕设于帷幕下游,由在坝基中钻设的排水孔幕构成。坝段间设止水。常用的止水片有塑料止水片、橡胶止水片和铜止水片。为满足帷幕灌浆、纵(横)缝灌浆、排水、交通、观测、维护以及施工期坝体冷却、坝内通风、闸门操作等方面的要求,在坝体内设置由纵、横向廊道和竖井等组成的廊道系统。通常在靠近上游坝踵处设有基础灌浆廊道,兼作排水、检查等用。

坝体断面应根据稳定、应力和布置及经济等要求确定。为了保证重力坝的稳定,应使重力坝不会沿坝内任一水平截面或沿坝和坝基接触面发生滑动或倾覆破坏,也不会沿坝基内软弱结构面发生滑动破坏。坝体和坝基内任一点的应力均不许超过它们的允许应力,在正常情况下,坝踵处不产生拉应力。

2.2.1.2 混凝土拱坝

混凝土拱坝是向上游弯曲,通过拱的作用将承受的荷载主要传到峡谷两岸拱座上去的坝。拱座是拱坝的两岸坝基,亦称拱肩。拱坝是一种经济可靠的坝型。在合适的地形、地质条件下,拱坝坝体方量较小,只有重力坝的30%~80%,且超载能力较强。拱坝坝顶可以布置自由跌流式溢洪孔口或挑流式溢洪孔口以及滑雪道式溢洪道,也可以在坝内布置泄水深孔或中孔,但总泄量和单宽流量一般较重力坝小。泄洪布置需注意下泄水流的向心集中问题,并妥善解决好下游的消能防冲问题,尤其需防止下游冲刷影响拱座的稳定。拱坝设计比较复杂,对施工质量和坝址的地形、地质条件要求较高。随着工程经验的积累,现在不仅在地形、地质条件良好的坝址修建拱坝,而且在较宽的坝址和地质条件较差的坝址也修建了不少拱坝。

混凝土拱坝的类型可按立面的体形、拱圈几何形状、施工方法和厚高比划分如下:

(1) 按立面的体形分,仅在水平面上弯曲的拱坝称为单曲拱坝,在水平面上和高程上都弯曲的拱坝称为双曲拱坝(见图1.2-4)。

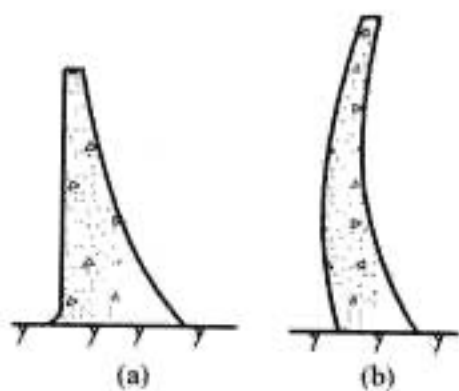


图 1.2-4 拱坝剖面示意图
(a) 单曲拱坝; (b) 双曲拱坝

(2) 按水平拱圈轴线的几何形状可分为圆拱拱坝、抛物线拱拱坝、双曲线拱拱坝、椭圆拱拱坝和对数螺旋拱拱坝。圆拱拱坝又可分为单圆心拱坝和多圆心拱坝。多圆心拱坝的水平拱圈的轴线是由多个圆心的圆弧组成的。工程中以采用三圆心拱坝的居多。按各个水平拱的厚度是否变化分为等厚拱拱坝和变厚拱拱坝。一般变厚拱是从拱冠向拱座加厚。

(3) 按坝体混凝土浇筑方法可分为常规混凝土拱坝和碾压混凝土拱坝。

(4) 按拱坝的厚高比,中国的设计规范规定:坝底最大厚度与坝高之比小于0.2的为薄拱坝;0.2~0.35的为中厚拱坝;大于0.35的为厚拱坝,也称重力拱坝。

作用在拱坝上的荷载有静水压力、动水压力、温度作用、自重、扬压力、泥沙压力、浪压力、冰压力和地震作用等。由于拱坝为三维高次超静定结构,温度作用对拱坝具有更为重要意义。确定温度作用需先计算拱坝横缝灌浆时(即封拱时)的坝体温度场,根据坝体相对封拱时年平均温度场的变化,分别得出坝体最大温升和温降的数值。计算温升、温降两种情况下坝体的应力和变形,以及对拱座稳定的影响。

自1959年坝高66.5m的法国马尔帕赛(Malpasse)双曲拱坝因拱座滑动失稳溃决后,各国都对拱坝拱座稳定问题十分重视,包括选择有利的坝址、加强地质勘探和岩石力学试验研究以及计算分析等,必要时采取混凝土井、调置换、灌浆、排水和预应力锚索加固等工程措施对拱座进行加固处理。

2.2.2 土石坝

土石坝是用土石料筑成的坝,其中黏性土、砂砾石、砾质土等土质材料占坝体积50%以上的称土坝,料场开采或建筑物地区开挖石料占坝体积50%以上的称堆石坝,从材料上难以明确划分的为土石混合坝。

2.2.2.1 心墙土石坝

心墙土石坝是坝中间用土质心墙或沥青混凝土心墙作防渗体的土石坝。它具有可以就地取材,充分利用开挖渣料,节约水泥钢材,减少外来材料的运输,能适应地质地形条件较差的坝址,具有造价低、工期短、便于分期建设等优点,应用广泛。但一般只能挡水,不能过水,要妥善解决好导流泄洪问题,坝顶要有足够超高,任何情况下不得漫顶。

心墙土石坝的断面布置如图1.2-5所示。坝体常用开挖石料,也有用砂砾石材料。心墙与坝主体之间,设置反滤过渡层。常用分层铺填土石料、分层压实填筑的施工方法。

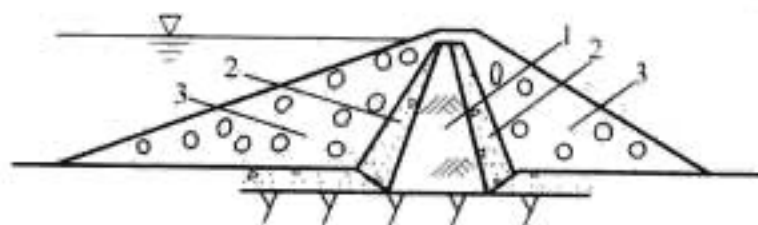


图 1.2-5 心墙土石坝断面示意图
1—心墙; 2—过渡层及反滤; 3—坝体

心墙为主要防渗体,其顶部应高出上游水位,底部应伸入地基不透水层,或保证与截水墙有良好的连接。心墙应具有适应变形的性能,施工时要严格保证质量,以防裂缝产生。为改善坝体应力状态,避免裂缝,在高土石坝常修成稍偏上游的斜心墙型式。在防渗体下游、坝基表面及下游坝趾处设完整的排水系统,将渗过坝基及防渗体的水有控制地排至下游,以降低坝体浸润线,并防止渗流破坏。

坝的上游面设置护坡,防止风浪淘刷及冰层和漂浮物的损害。下游坡可视具体情况设或不设护坡。坡面要设排除雨水的设施。

坝顶宽度视其用途和构造要求而定,最好设置柔性盖面。上游设防浪墙,与坝体防渗体紧密连接,并按挡水设计。

2.2.2.2 混凝土面板堆石坝

混凝土面板堆石坝是以堆石为主体材料,上游面用钢筋混凝土面板作防渗体的土石坝。有的以砂卵石为坝主体材料的混凝土面板坝,也常归入此类。这种类型的坝具有坝体断面小,可减少工程量和优化枢纽布置,可简化施工导流和度汛措施,施工不受或少受气候影响,各工序间相互干扰较少;有些漏水不致引起严重后果,运行中检查修补比较方便。

等特点。它是一种工期短、造价低、安全性好的土石坝型。自20世纪60年代以振动碾压实堆石料,将传统的厚层抛填堆石变成薄层碾压堆石以后,使堆石体密实而较小变形,提高了它的安全性和经济效益,从而得到了迅速发展。我国面板堆石坝建设始于20世纪70年代后期,最先建成的现代面板堆石坝为高58.5m的辽宁关门山坝。至2004年共建成面板堆石坝80座,在建的约30座,其中100m以上高坝建成21座,在建的为10座。已建和在建150m以上高坝达7座,其中已建的天生桥一级和洪家渡大坝,最大坝高分别为178m、179m,在建的水布垭大坝为最高(坝高233m)。

坝的断面布置如图1.2-6所示。由整个坝体起支撑作用以维持其稳定,由坝顶防浪墙、上游混凝土面板、趾板、灌浆帷幕组成完整的挡水防渗系统。有时死水位以下的面板上游面用土料覆盖。坝主体从上游至下游依次主要为垫层料区、过渡料区和主、次堆石区。垫层由加工过的小石或筛选过的天然砂砾石组成,要求有良好的级配,最大粒径80~100mm,小于5mm的细粒含量25%~40%左右,小于0.1mm的颗粒含量不大于5%~8%,渗透系数 10^{-3} cm/s左右,以便使细料能填满粗粒间的空隙,能碾压密实,施工时不分离,也不受含水量影响,在水平和斜坡振动碾压实后,起整平坡面和支承面板的作用。过渡层可采用与主堆石相同的材料,但限制其最大粒径不大于30cm,在垫层和主堆石间在渗流和变形方面起过渡作用。主堆石区为主要持力体,要求认真选料和碾压密实,一般要求最大粒径不超过60~80cm,有一定级配和细料含量。次堆石区变形对面板无大影响,可适当降低要求。超径大石可用吊车或推土机运至下游坡面码放。

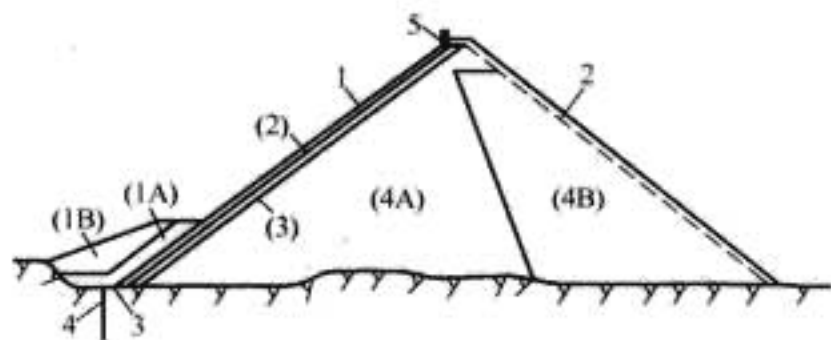


图 1.2-6 混凝土面板堆石坝断面示意图

1—面板; 2—大块石层; 3—趾板; 4—灌浆帷幕; 5—坝顶防浪墙
(1A)—土料; (1B)—任意料护面; (2)—垫层; (3)—过渡层
(4A)—主堆石; (4B)—次堆石

混凝土面板竖向分缝,以12~20m条块自下而上用滑模连续浇筑,中间设单层双向钢筋。在靠近岸坡或地形突变部位可在中间增设接缝分成两小块,以更好适应不均匀变形。水平方向可不设伸缩缝,而视施工需要设或不设施工缝。

趾板浇筑在坝上游坡脚的基岩面上,是面板与地基的连接部件,主要起防渗作用,其宽度视地基情况按容许水力比降确定。趾板下设铺盖式固结灌浆和帷幕灌浆。

面板和趾板间的接缝称周边缝,按受力条件属张拉缝,承受三向变形,需严格做好止水结构。现有经验是用底部铜片及中间塑胶片两道止水,缝顶用塑性止水材料封闭,在接缝张开时可在水压力下挤入缝中,保持接缝的止水作用。在周边缝下常设一反滤料的小区,在万一漏水时可截留渗透水中的细颗粒,使缝淤塞而自愈。面板的竖向接缝,靠近岸边的属张拉缝,止水结构与周边缝相同,中间的属受压缝,止水结构可以简化。

2.3 大坝统计

按国际大坝委员会的统计标准,坝高在15m以上或坝

高在10~15m、库容大于100万 m^3 的坝统称为大坝。2005年年底的统计情况如下。

2.3.1 中国大坝统计

(1) 已建大坝30969座,其中坝高30m以下的26278座,坝高30m及以上的4691座。

(2) 在建坝高30m及以上大坝168座,其中碾压混凝土坝19座,混凝土面板堆石坝48座,拱坝23座。

(3) 坝高30m及以上已建、在建碾压混凝土坝共78座,其中最高的碾压混凝土重力坝为广西龙滩大坝,坝高216.5m。

(4) 坝高30m及以上已建、在建混凝土面板堆石坝共171座,其中最高的为湖北水布垭大坝,坝高233m。

(5) 坝高30m及以上已建、在建沥青混凝土防渗坝有31座,其中最高的沥青混凝土面板堆石坝为山西的西龙池下库大坝,坝高97m,最高的沥青混凝土心墙堆石坝为四川的冶勒大坝,坝高126m。

(6) 坝高30m及以上已建、在建拱坝495座,其中最高的碾压混凝土拱坝为四川的锦屏一级大坝,坝高305m。

(7) 在已建、在建大坝中,坝高300m以上的有1座,坝高200~300m的8座,坝高150~200m的21座,坝高100~150m的97座。

2.3.2 世界大坝统计

(1) 全世界已建大坝数为47500座(其中中国30m以下的大坝数为1998年统计数据21420座,而目前实为26278座),总库容19万亿 m^3 。

(2) 在建60m以上大坝393座,分布在47个国家,其中:中国98座,伊朗61座,土耳其55座,日本43座,印度17座。

(3) 已建最高的混凝土重力坝是瑞士的大狄克逊坝,高285m;在建的是中国三峡大坝,坝高181m。已建最高的混凝土拱坝是前苏联的英古里双曲拱坝,高271.5m;在建的是中国锦屏一级大坝,坝高305m。已建最高的混凝土重力拱坝是前苏联的萨扬—舒申斯克坝,高245m。

(4) 已建最高的土石坝是前苏联的罗贡心墙土石坝,高335m。已建最高的面板堆石坝是墨西哥的阿瓜密尔巴坝,高187m;在建的是中国水布垭大坝,坝高233m。

(5) 已建最高的碾压混凝土拱坝是中国的沙牌坝,高132m;已建最高的碾压混凝土重力坝是哥伦比亚的Miel坝,高188m,在建的是中国龙滩大坝,坝高216.5m。

3 泄水建筑物

3.1 泄水建筑物的作用与组成

泄水建筑物是为宣泄洪水或其他需要放水而设置的水工建筑物。泄水建筑物在水电站中的作用有:①汛期泄放洪水,控制水库水位以保证挡水建筑物的安全。②按照合理的调度运行方式,在汛期控制下泄洪水流量以减轻下游洪水灾害;在非汛期有计划地放水,以保证下游通航灌溉、工业和生活用水。③汛期排放泥沙,减轻水库淤积以延长水库有效库容的运行时间;在水库低水位时放水冲沙,降低进水口前淤沙高程,减少过机水流含沙量以减轻对水轮机的磨损。这种泄水建筑物又称排沙建筑物。④在维修大坝或紧急情况下放水降低库水位。⑤孔口高程较低的泄水建筑物还可参与施工后期导流,同时也可向下游供水,缩短截流之后下游河道断水的时间。泄水建筑物的规模和泄水能力应满足上述各项要求,并按工程的规模和重要性确定在各种控制水位时的泄

水标准。

泄水建筑物由控制段、泄流段及消能设施组成，见图1.2-7。当泄水建筑物设置在岸边时，根据地形条件，有时需设上游引水渠和下游退水渠。控制段设有工作闸门和事故或检修闸门，用以控制水流的泄放或截断水流。泄流段将过闸水流送至消能设施前。消能设施也称消能工，用以消耗泄流段末端高速水流的能量，使下泄水流能安全地归入下游河道（或下游退水渠），减轻不利的河床冲刷和淤积。上游引水渠是水库和控制段之间的连接水道。下游退水渠是消能设施至下游河槽之间的连接水道。

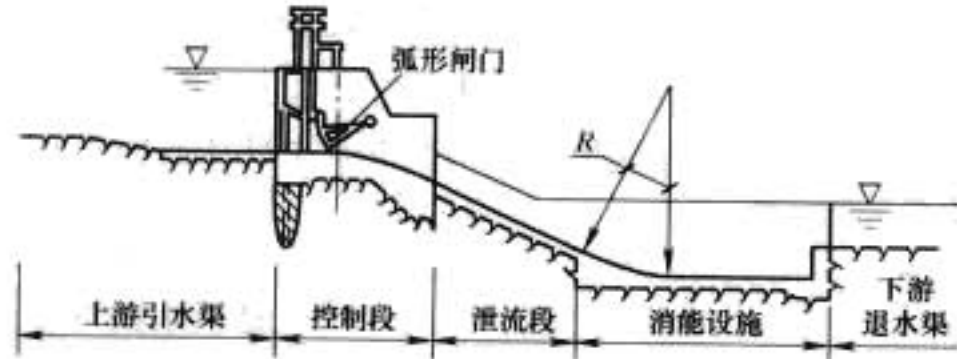


图 1.2-7 泄水建筑物示意图

泄水建筑物的类型有：①根据其在枢纽中的位置和建筑物的特点有溢流坝、滑雪道式溢洪道、岸边溢洪道、泄洪隧洞、坝身泄水孔、泄水闸等。广义地讲，溢流坝、滑雪道式

溢洪道、岸边溢洪道和设表孔的泄洪隧洞可统称溢洪道。②按泄水建筑物的孔口设置高程有表孔泄水建筑物、中孔泄水建筑物和深孔（或称底孔）泄水建筑物。表孔泄水建筑物的泄水孔口设于库水位的表部，由闸门或闸门及胸墙挡水，主要用于泄放洪水，其泄水能力较大，随水位升高，泄量增加多，即具有较大的超泄能力；中孔和深孔泄水建筑物的泄水孔口分别设于水库水下中部和深部，它有利于放低库水位和排沙等，但其超泄能力小。

3.2 主要泄水建筑物介绍

3.2.1 溢流坝

溢流坝是坝顶部设有泄水孔口、兼作挡水和泄水的建筑物，也称滚水坝。它常设于混凝土坝或砌石坝上，属表孔泄水建筑物，由溢流堰、闸墩、胸墙、闸门、消能工等部分组成。溢流坝作为主要的泄水建筑物，一般布置在河床坝段中，以利于消能防冲及与下游水流的平顺衔接。在消能区有时需设置导墙与相邻的电厂尾水渠、引航道等分隔开。当河道较狭窄时，也可采用溢流坝和发电厂房在河床重叠布置（溢流厂房）。溢流坝平面布置见图1.2-8。溢流坝也是挡水建筑物，其剖面布置除满足水力学要求外，尚应满足挡水建筑物的稳定及应力要求。

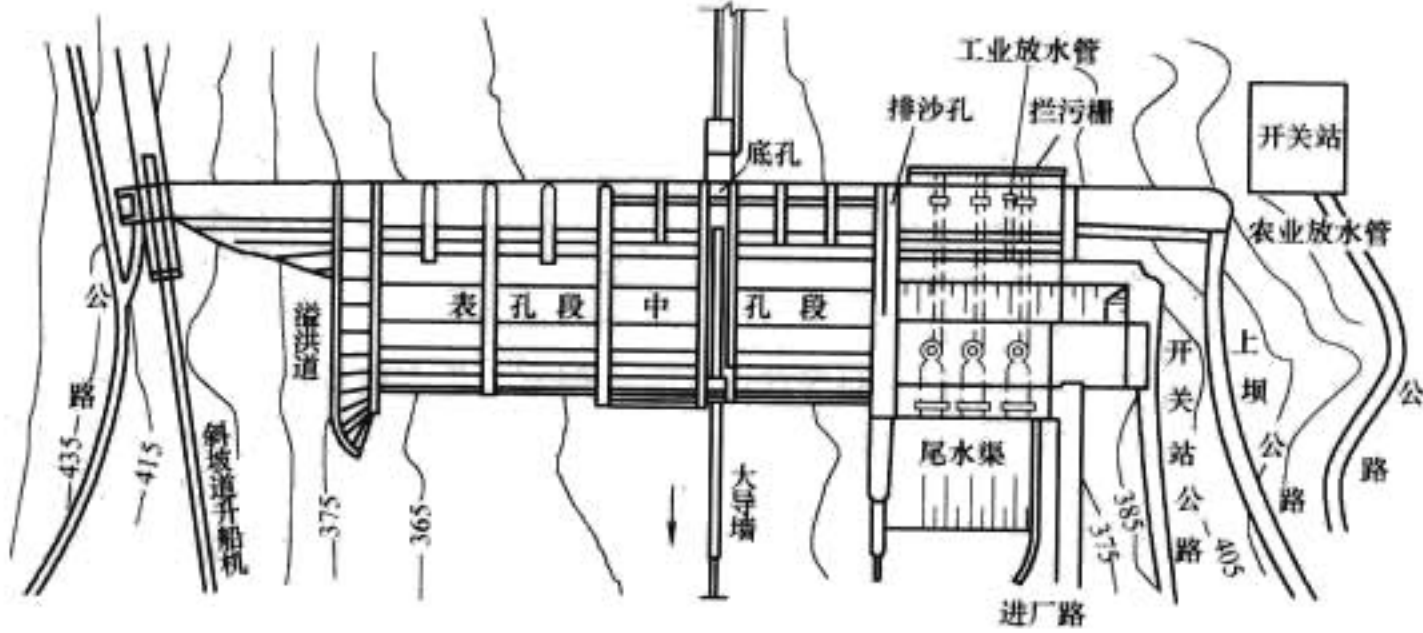


图 1.2-8 溢流坝平面布置

溢流坝的类型分为有闸门控制、无闸门控制溢流坝，剖面布置见图1.2-9。

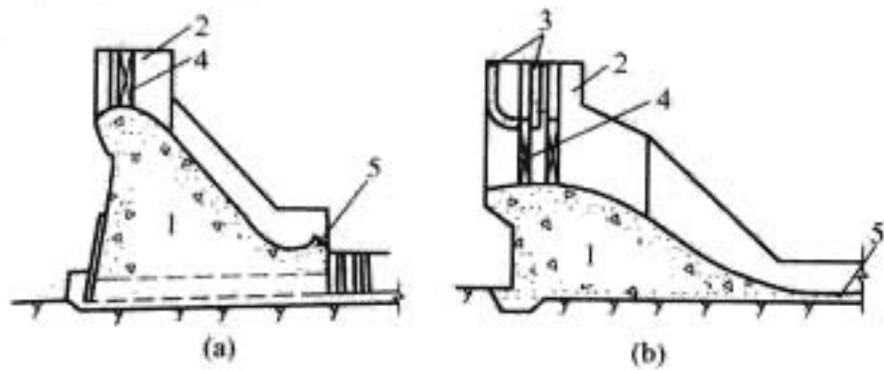


图 1.2-9 溢流坝剖面布置图

(a) 开敞式溢流坝；(b) 有胸墙的溢流坝

1—溢流堰；2—闸墩；3—胸墙；4—闸门；5—消能工

溢流堰面体型关系到溢流坝的泄流能力、流态稳定和压力分布均匀等问题，应通过水力计算、水工试验进行设计。溢流堰堰面曲线是按照通过堰顶的水舌轨迹拟定。

闸墩用来承受闸门的推力。胸墙用来调整闸门设置的高程。它们的形状对溢流坝的泄流能力有影响。闸墩头部宜采用椭圆或抛物线形，以减少水流侧收缩对泄流能力的影响，闸墩尾部有尖尾墩、方尾墩和宽尾墩三种。尖尾墩有利于减少墩尾的冲击波；方尾墩有利于水流掺气，宽尾墩是中国近年来发展的一种新的消能设施，它扩大闸墩尾部的厚度，缩

小堰面出流宽度，有助于加强消力池水跃消能效果，水流经宽尾墩收缩后流入消力池，形成三元水流的水跃；可以减小消力池尺寸，对屏流消能也可起到强化消能作用。

3.2.2 滑雪道式溢洪道

滑雪道式溢洪道是岸边溢洪道的一种特殊布置，见图1.2-10。它布置在岸边，但较岸边溢洪道更靠近河岸，其首部控制段大多布置在岸边坝段上，泄流段和消能设施则顺坝

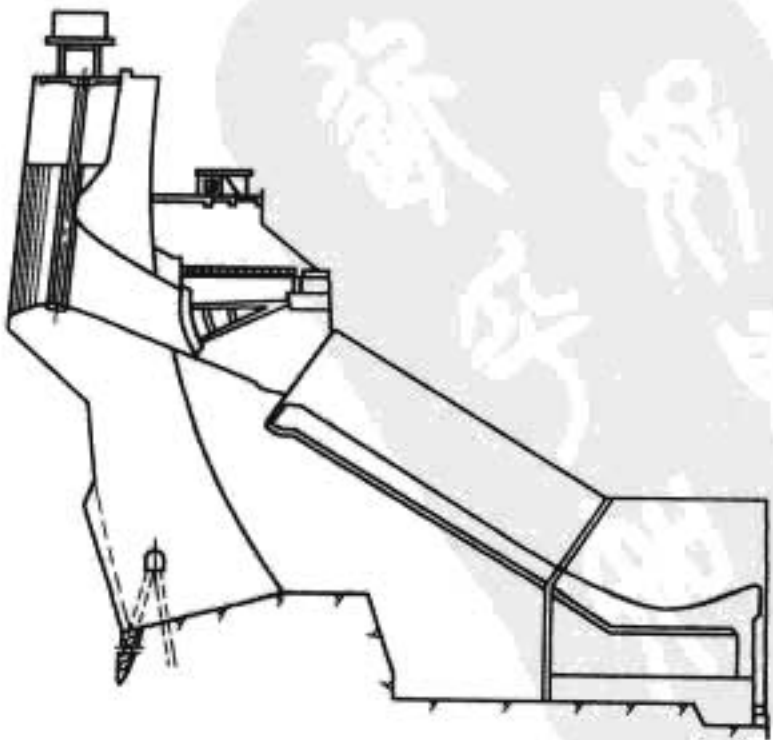


图 1.2-10 滑雪道式溢洪道示意图

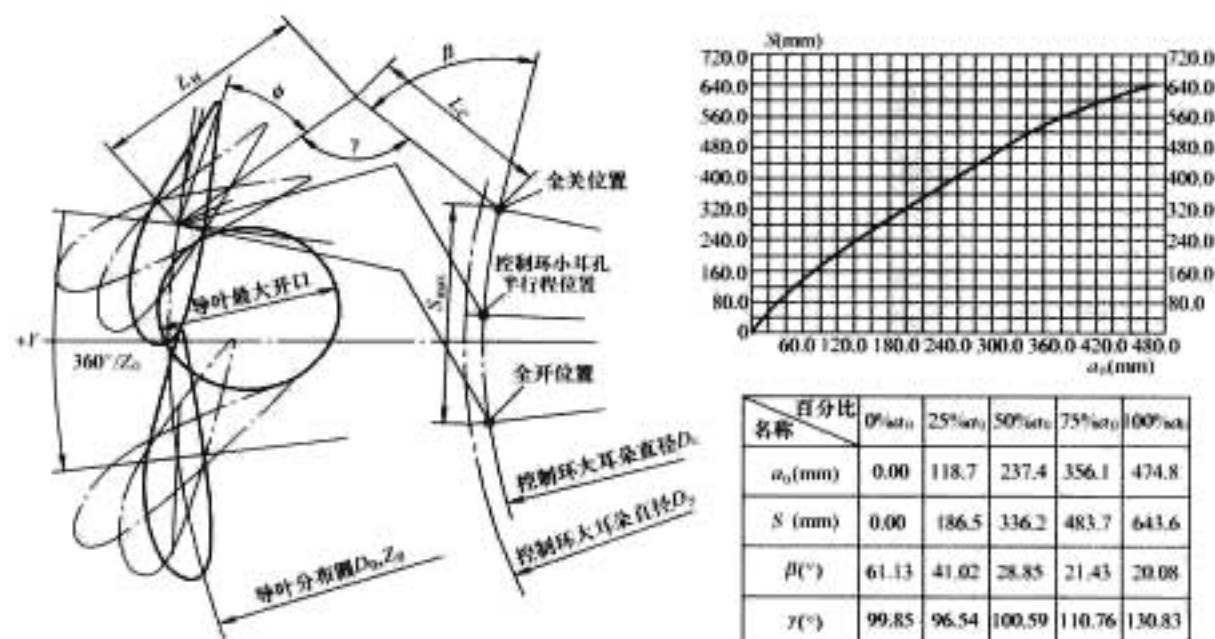


图 2.5-10 轴流式水轮机导叶布置图

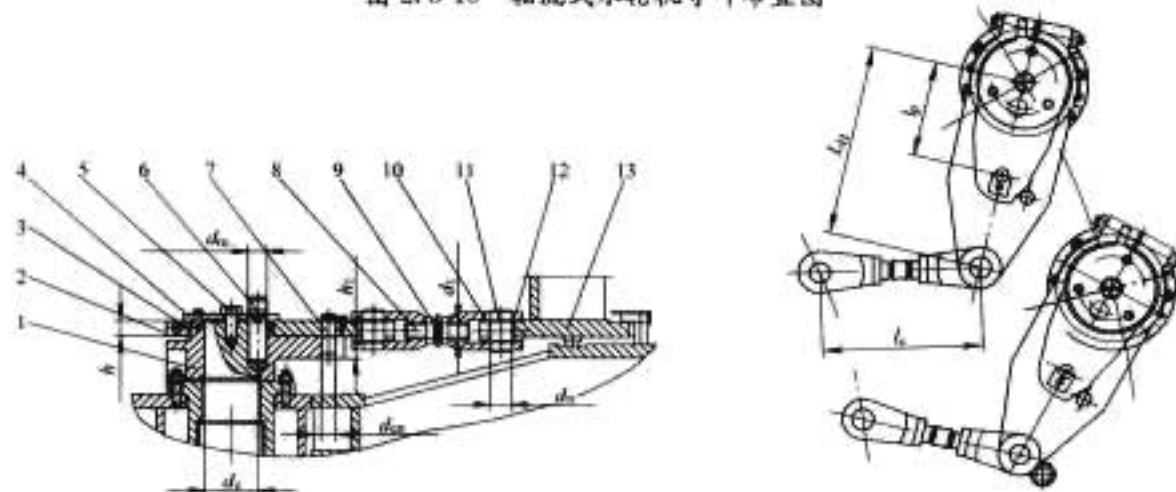


图 2.5-11 叉头传动机构

1—导叶臂；2—连接板；3—摩擦环；4—端盖；5—调节螺栓；6—分半键；7—剪断销；8—连接螺杆；9—调节螺母；10—叉头；11—叉头销；12—叉头销轴套；13—控制环

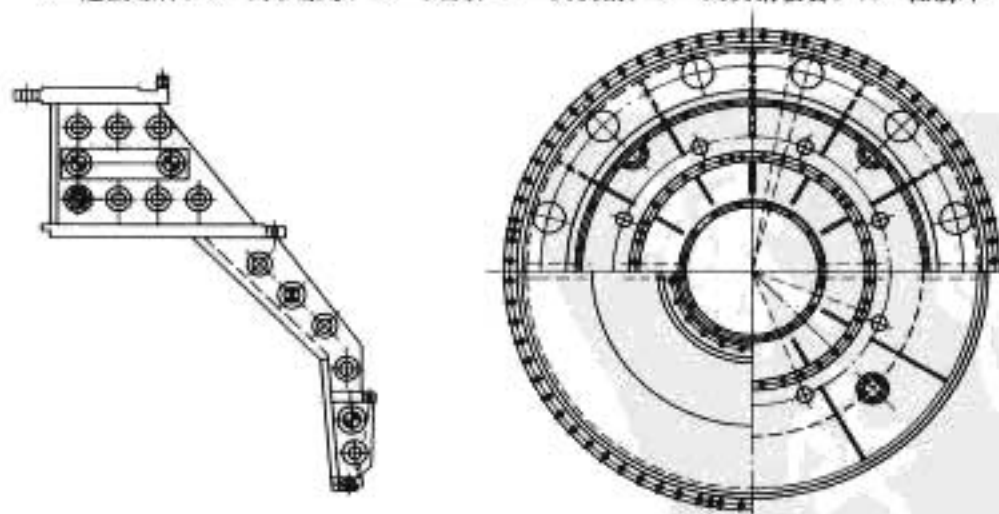


图 2.5-12 轴流式水轮机支持盖

5.5 底环

底环基本等同本篇第4章所介绍的相关内容。

5.6 控制环

控制环等同本篇第4章所介绍的相关内容。

6 轴流式水轮机转轮的结构设计

6.1 轴流定桨式转轮

轴流定桨式转轮没有操作叶片转动的机构。中小型水轮

机可采用叶片和转轮体铸成一体（或铸焊成一体），尺寸较大时，叶片和转轮体可采用螺钉连接，如图2.5-13所示。

6.2 轴流转桨式转轮

转桨式转轮的结构型式很多，图2.5-14为目前运行水轮机典型的操作架结构，图2.5-15为典型的缸动式结构。

6.3 转桨式转轮主要部件设计

6.3.1 叶片

叶片由本体和枢轴两部分组成，有分体结构，也有整体结构。叶片的材质一般采用不锈钢，为减少叶片外缘的空蚀

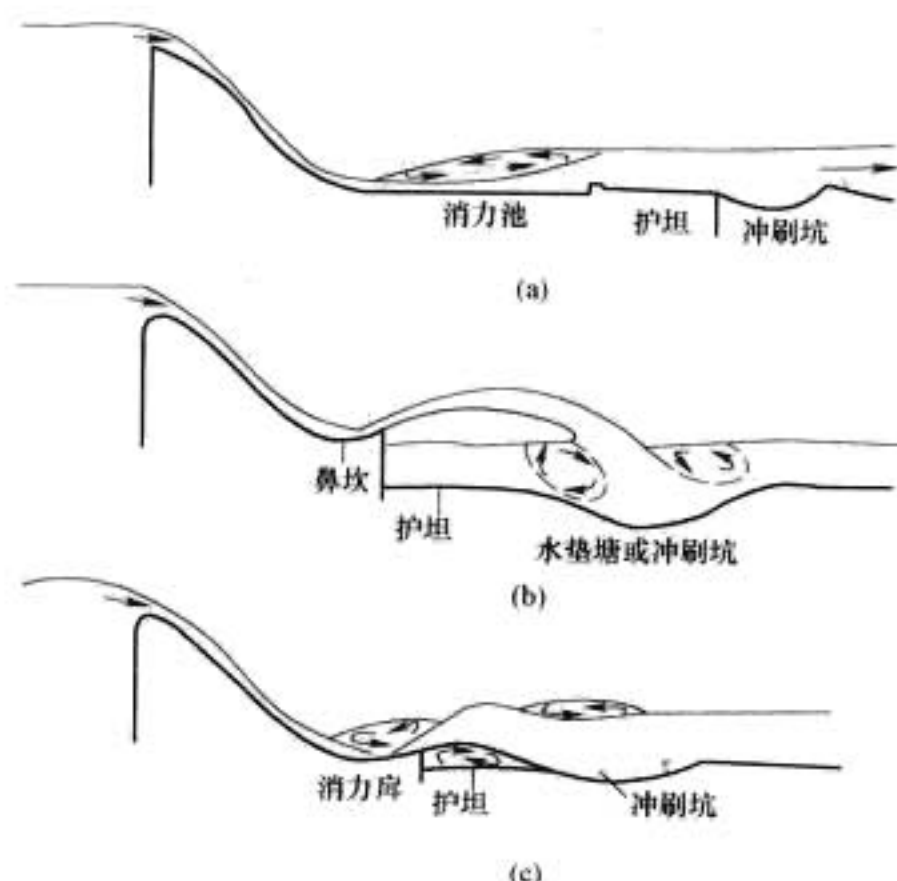


图 1.2-14 消能方式示意图

(a) 底流消能 (消力池); (b) 挑流消能
(挑流鼻坎及水垫塘); (c) 面流消能 (消力库)

提高下游尾水深度,也可采用池、坎结合的消力池,保证在池内产生正常水跃。消力池长度和深度应能在各种可能的水流条件下形成水跃消能。为减少消力池长度常采用辅助消能设施,如首部趾坎、前墩、尾坎等,但要注意防空蚀问题。消力池底板均要设变形缝,缝内设止水片,底板下设排水管,防止高速水流钻到底板以下产生动水压力,掀动底板,特别是消力池上游反弧末端出现收缩水深处,应特别注意防止动水压力和浮托力破坏底板。

3.2.6.2 挑流鼻坎

挑流鼻坎设于泄水建筑物末端,对过坝急流导向挑射到下游河床水垫中消能的建筑物。挑流鼻坎有连续式、差动式、扩散式、扭曲式、窄缝式等五种型式。

连续式挑流鼻坎体型尺寸简单、在工程中采用较多。差动式挑流鼻坎可使挑流水舌分散并在空中碰撞和掺气,消能效果较好,但需注意防止鼻坎空蚀。扩散式挑流鼻坎能使水舌在平面上充分扩散。窄缝式或扭曲式挑流鼻坎能适应窄峡谷地形,防止水舌冲刷岸坡,使挑流水舌顺河纵向扩散消能。

挑流鼻坎多用于高水头泄水建筑物,一般鼻坎布置在下游水位以上,以便水舌下面能补气,形成挑流水舌,同时也使鼻坎具有检查维修的条件。为了加强挑流碰撞消能,可利用不同高程或不同平面位置的水舌相互对冲的消能效果。

挑流鼻坎承受较大的动水压力,基础应放置在良好基岩上,并有一定埋深以防反向水流冲刷。当河床岩石比较完整、坚硬时,采用挑流鼻坎消能是比较经济和可靠的。当地质条件较差时,形成的冲坑应不影响主体建筑物的安全和下游岸坡稳定。当下游河道水深较浅,可考虑设二道坝以增加水垫深度,也可预挖消能塘以控制冲坑发展。

3.2.6.3 消力库

消力库是设于泄水建筑物末端,采用淹没式戽斗对过坝急流进行面流消能的水工建筑物。消力库的流态和下游尾水位关系密切,随着尾水位降低,稳定的戽流将逐步转变为临界戽流、挑流;随着尾水位升高,稳定的戽流可逐步变为淹没戽流和潜底戽流。

消力库水流所形成的涌浪及表面高流速的波浪延续较长的距离,易引起岸边冲刷,同时底部旋滚易将石块卷进

戽斗内而造成磨损,应加以防护。消力库消能不如消力池充分,其对下游河床的地质条件要求介于挑流鼻坎和消力池之间。水头不很高的工程,当尾水位变化不大时,可研究采用这一消能方式。建造消力库比消力池简单,工程量较省。

3.2.7 洞内消能工

3.2.7.1 孔板式泄洪洞

孔板式泄洪洞是一种新型消能工,即在有压洞内设置多级孔板,使其收缩,扩散,再收缩,再扩散达到消能的目的。小浪底孔板泄洪洞采用了三道孔板,孔板间距为三倍的洞径。工程建成后经观测成果表明,两级水位运行条件下,三级孔板的平均消能系数分别为 1.20、0.60、0.65,三级孔板消能率超过 40%。

3.2.7.2 旋流消能式泄洪洞

旋流消能主要利用泄水建筑物本身对水流的导引作用,在洞内形成强烈的涡旋流,使水流做螺旋运动并大量掺气而消除一部分能量,降低泄洪隧洞内的流速,达到消能和掺气减蚀两个目的。

可根据螺旋水流发生部位的不同分为两种型式:竖井旋流消能和水平旋流消能。

(1) 竖井旋流消能泄洪洞,一般由压力短进口、引水道、涡室、竖井、连接段和退水洞段组成,如图 1.2-15 所示。其体型设计的特点是:①为保证足够的起旋流速,多采用具有一定水头的压力短进口,与呈陡坡的引水道连接,闸后为非淹没出流;②为使涡室水流维持稳定的旋流流态,引水道至涡室前的宽度逐渐缩窄,与涡室切线衔接;③为保证引水道水面线不致出现壅水曲线,避免竖井发生呛水现象,涡室体型尺寸一般比较大;④竖井全高采用等断面,除需要满足水流充分的旋转高度外,底部亦需要有一定的水垫厚度;⑤连接段多采用消能井、有折流棱的曲线形肘管和无折流棱的曲线形肘管等体型,为克服在竖井与水平洞连接段处水流冲击水平洞洞顶,形成负压和水流紊乱,连接段多采取降低退水洞的有压进口段的高度、顶板设计为反向压坡、交接处边界渐变圆滑联结等措施。

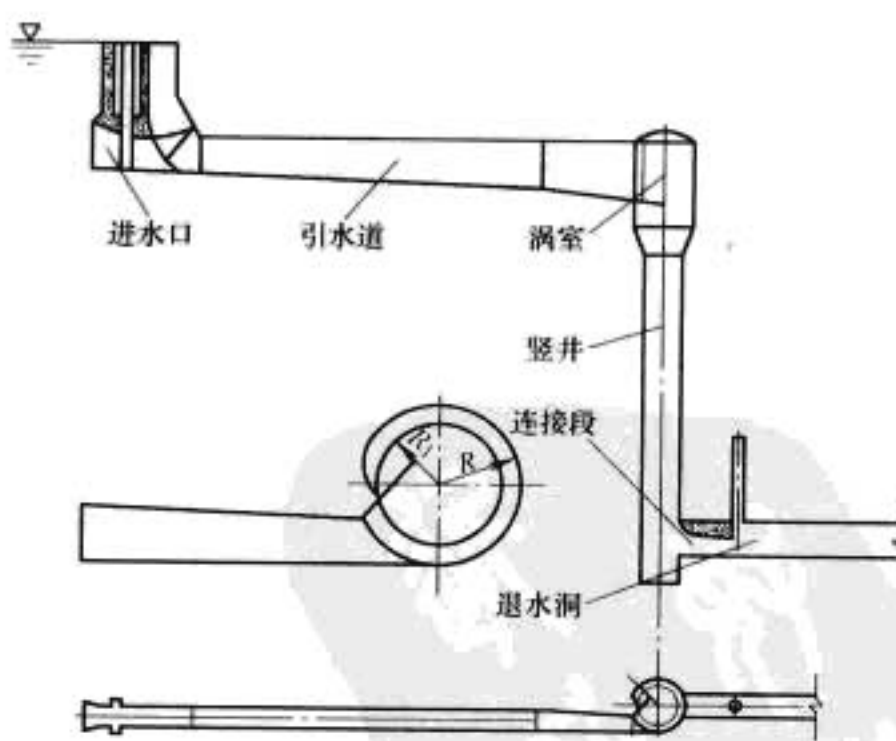


图 1.2-15 竖井旋流消能泄洪洞示意图

(2) 水平旋流消能泄洪洞,一般由开敞式进口、竖井段、水平旋流发生装置、旋流消能段、水垫塘消能段及退水洞(导流洞)组成。开敞式进口一般采用圆弧形实用堰型式,堰顶可以设置闸门控制流量,也可以设计为无闸门控制的自由堰流。竖井段仅为过流通道,断面较竖井旋流消能的断面要小一些。旋流发生装置的起旋器段从竖井段的圆形断面收缩为矩形扁口断面,收缩断面末端水平洞侧通过椭圆曲

线与水平旋流消能段圆形断面圆弧曲线相切。旋流消能段采用圆形断面，可由导流洞套衬改建而成。旋流消能段末端接水垫塘段，水流通过从旋流消能段至水垫塘段的突扩以达到在水垫塘段进一步消除剩余能量，同时弱化水流旋转作用的目的。水垫塘段收缩断面后与导流洞衔接，利用导流洞作为竖井旋流消能泄洪洞的退水洞。

旋流消能泄洪洞，与常用的龙抬头泄洪洞相比，有以下特点：①旋流泄洪洞从进水口到竖井间的引水洞可根据地形、地质和施工条件任意选择，而龙抬头式泄洪洞进水口轴线必须和导流洞轴线一致；②旋流泄洪洞洞室和竖井的开挖施工可以采用反井钻机开挖，断面规则，混凝土浇筑可以采用滑模施工，施工相对容易，进度快；③旋流式泄洪洞洞内消能率高，可达85%以上，洞内流速可控制在20m/s以下，较龙抬头泄洪洞洞内流速大幅度降低，且由于旋流离心力作用，旋流洞内压强高，不易发生空蚀。因此，这种新型消能工是高水头泄洪建筑物提高可靠性和降低工程造价的一个发展方向，也是利用导流洞改建为永久泄洪洞的一种较好方式。

4 引水系统建筑物

4.1 引水系统建筑物的作用与组成

引水系统是指从水库或河流引水至水轮机的取水、输水等水工建筑物的总称。依水电站型式和地形、地质条件，引水系统包括水电站进水口、引水道、压力前池、调压室及压力管道等建筑物的一部分。引水道是连接水电站进水口和调压室（或压力前池）之间的水道，主要用于集中发电水头。引水道的类型有引水隧洞、引水明管、引水明渠等。习惯上从尾水管至下游河道的尾水渠（隧洞）和尾水调压室亦可包括在引水系统之内。引水系统可分为坝式引水系统、无压引水道式引水系统和有压引水道式引水系统三种。引水系统要求水流平顺，运行稳定。引水道内的水流流速宜为经济流速，即该流速使引水道的投资和电能损失的总费用为最小，引水道的断面需考虑施工条件，由技术经济比较决定。

坝式引水系统由有压进水口及压力管道组成，它适用于坝后式、坝内式、溢流式等型式厂房。一般一条压力管道供水给一台水轮机。水由有压进水口经压力管道引向水轮机。进水口设于坝的上游面，设有拦污栅、事故闸门和检修闸门。压力管道全部穿过坝体的称坝内管；上部穿过坝体，下部安装于坝的下游面或坝体下游面的管槽内称坝后背管；进水口后的压力管道沿坝上游面敷设，至靠近底部然后水平穿过坝体的称坝前引水管。

无压引水道式引水系统由开敞式进水口、无压引水道、压力前池和压力管道组成。它适用于无压引水式水电站。水由开敞式进水口经明渠或无压隧洞引至压力前池，由压力前池分水经压力管道引向水轮机，这种型式的厂房多为地面厂房，厂房下游设有尾水渠。压力前池起分配水量至压力管道的作用。它位于无压引水道末端，要有一定的容积，当负荷变化时可补充和蓄纳水量。

有压引水道式引水系统由有压进水口、有压引水道和压力管道组成。当管道较长时要设调压室。它主要适用于有压引水式和混合式水电站，这类引水系统的纵剖面示意图如图1.2-16。

有压进水口作取水用，设有拦污栅、事故闸门和检修闸门。有压引水道有引水隧洞和引水明管、埋管等类型，其中水流为有压流。它有形成落差和引水的作用，多分段直线布

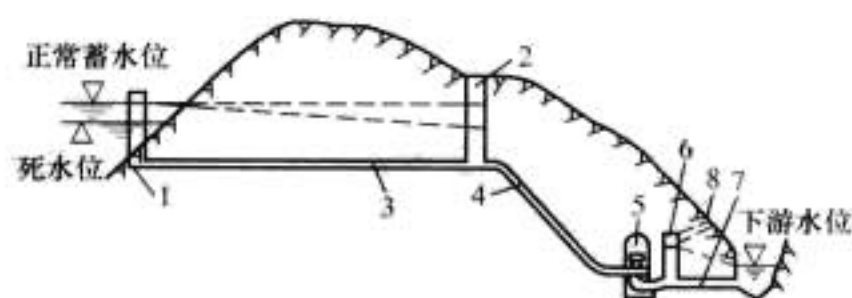


图 1.2-16 有压引水道式引水系统纵向剖面示意图

1—进水口；2—上游调压井；3—引水隧洞；4—压力管道；5—厂房；6—尾水调压井；7—尾水隧洞；8—通气井

置，纵向坡度较缓。调压室设于引水道末端，有减小水击压力作用。其断面要满足波动稳定要求，其容积要满足负荷变化时储水和补水的要求。有时在调压室内要设事故闸门。调压室下游为压力管道，其作用与布置和无压引水道式相同。如为地下厂房，当尾水隧洞很长、尾水位很高时，还设有压尾水隧洞和尾水调压室。

4.2 主要引水建筑物介绍

4.2.1 进水口

4.2.1.1 塔式进水口

塔式进水口是独立于库岸和坝体以外、具有塔型结构的深孔式进水口。这种进水口在平面上呈圆形或正多边形，可采用径向取水方式或单面取水方式，如图1.2-17所示。

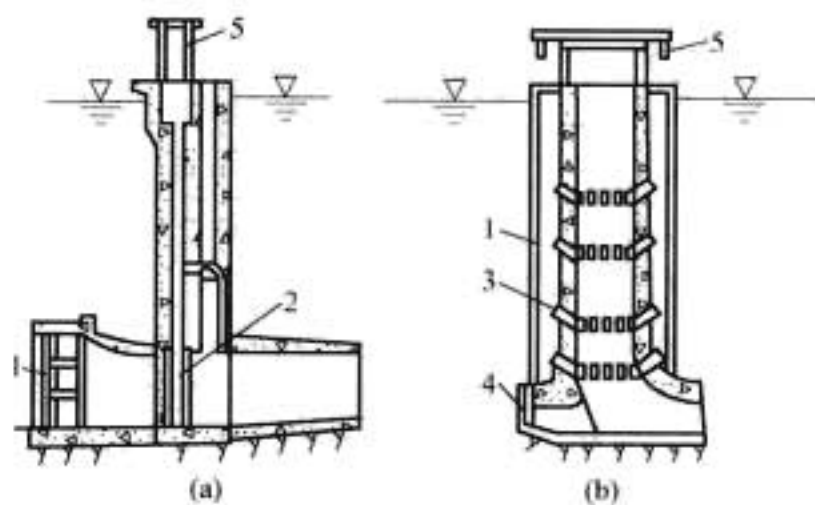


图 1.2-17 塔式进水口

(a) 单面取水；(b) 径向取水

1—拦污栅；2—闸门槽；3—取水孔口；4—底孔；5—启闭机

径向取水方式将环绕塔身的全部周边用支墩分隔，布置成若干个喇叭口，充分利用塔身周边长度作取水前缘，以引用较大的流量。各支墩间设置拦污栅和检修闸门。水流经各个喇叭口径向流入塔中的竖井汇集之后，再折转向下进入水电站的有压引水道。塔中的竖井一般安装圆筒式闸门作为事故闸门。塔顶位于最高水位以上，作为启闭、清污设备的工作平台，可用交通桥与库岸或坝体相连，也可利用船只往来。

当受库岸、坝体影响，不能环塔身周边均匀取水时，可采用单面取水方式，仅在塔身一侧设置单孔或并列多孔的喇叭口，水流流入塔内汇集后进入有压引水道。这种塔式进水口的塔身剖面多为矩形。

塔式进水口可在塔身不同高程处设置多层取水孔口，有利于在多泥沙、多污物、多冰凌的河流上分层取水。在大型水库的蓄水初期，可利用底层的取水孔口在低水位条件下提前引水发电。

4.2.1.2 坝式进水口

坝式进水口是位于混凝土坝坝体中的深式进水口。坝式进水口如图1.2-18所示，在喇叭口前，靠近上游坝面布置拦污栅，支承在喇叭口的底坎上。一般在喇叭口的下方和两侧，从坝面挑出支承拦污栅的悬臂和框架结构。常在平面上将拦污栅按折线向上游凸出布置，以增大过流面积，降低过

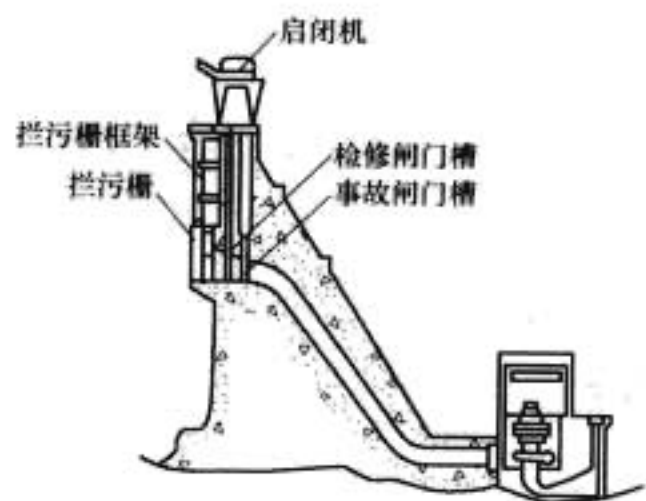


图 1.2-18 坝式进水口

栅流速。也有的水电站在所有机组的进水口前通仓布置拦污栅，既增大过流面积，又能在拦污栅局部堵塞时不影响各进水口引水发电。

检修闸门和事故闸门多布置在喇叭口的下游端，以隔墙分开。启闭机与清污机装置在坝顶上。有时将检修闸门与拦污栅同槽布置。

坝式进水口利用坝体前缘，不另建专门的进水口建筑物，虽对坝体应力有不利影响，对大坝施工有一定干扰，但布置紧凑，比较经济合理。坝式进水口多用于坝后式厂房。

河床式水电站的厂房本身又是壅水建筑物，其进水口是厂房建筑物的组成部分，故可将其看成是坝式进水口的一种特殊型式。河床式水电站水头低，引用流量大，需要较大的孔口，水流经喇叭口直接进入水轮机室，如图 1.2-19 所示。

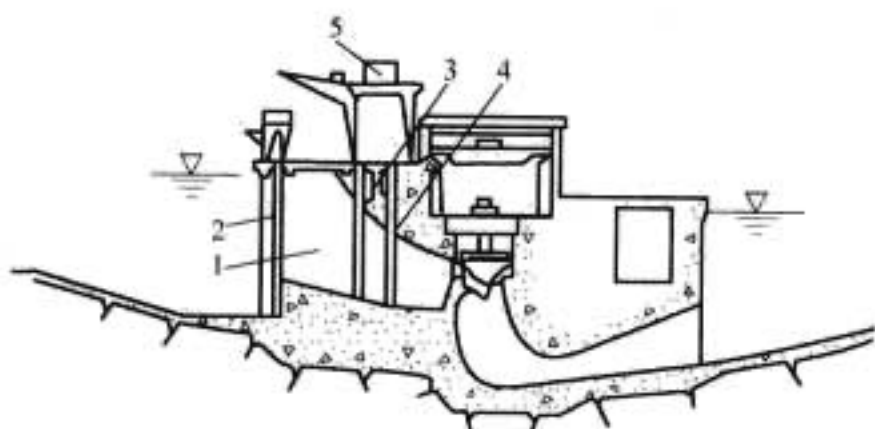


图 1.2-19 河床式水电站进水口
1—喇叭口；2—拦污栅；3—检修闸门槽；
4—事故闸门槽；5—启闭机

河床式水电站壅水高度有限，进水口以上淹没深度小，其底板高出河底不多，在防沙、防污和防冰问题上类同开敞式进水口。

4.2.2 引水隧洞

引水隧洞是在山体内开挖成的引水道，分无压和有压两种。

无压引水隧洞，洞内水流具有自由水面，其断面形状多为圆拱直墙型和马蹄型，如图 1.2-20 所示。

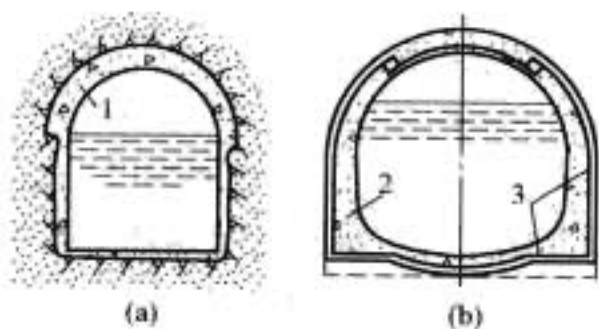


图 1.2-20 无压引水隧洞断面

(a) 圆拱直墙型；(b) 马蹄型

1—混凝土；2—钢筋混凝土；3—受力钢筋

有压引水隧洞，洞内充满水流，断面形状一般为圆形，如图 1.2-21 所示，承受内外水压力的性能较好，水头损失小。

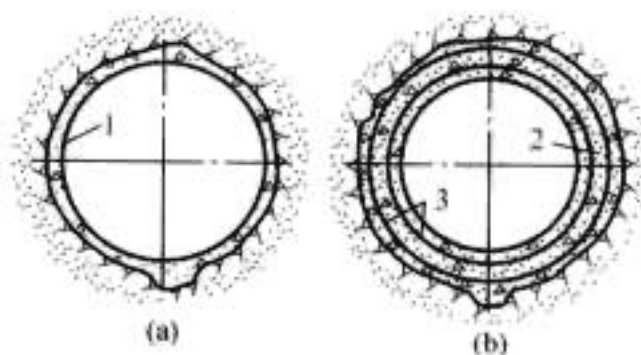


图 1.2-21 有压引水隧洞断面

(a) 混凝土衬砌；(b) 钢筋混凝土衬砌

1—混凝土；2—钢筋混凝土；3—环形受力钢筋

4.2.3 压力管道

4.2.3.1 坝后背管

坝后背管是上部平斜段埋设于混凝土坝体内，下斜管段敷设于混凝土坝下游坡上的压力管道。坝外管段由钢管和钢筋混凝土外包层组成，如图 1.2-22 所示。也有下游坝面敷设明管，不设钢筋混凝土外包层的。坝后背管较坝内管可简化大坝混凝土施工，减少对施工的干扰，加快施工进度。背管不削弱坝体断面，受力比较明确。坝后背管对大型混凝土重力坝和拱坝中管道直径相对较大的工程最为适用。坝后背管的总长度有时比坝内管布置稍长，甚至需多设一个弯段。坝后背管抗撞击力较差，受温度作用较大。由于外包层中的钢筋可与钢管联合受力，其造价往往较坝内管低。

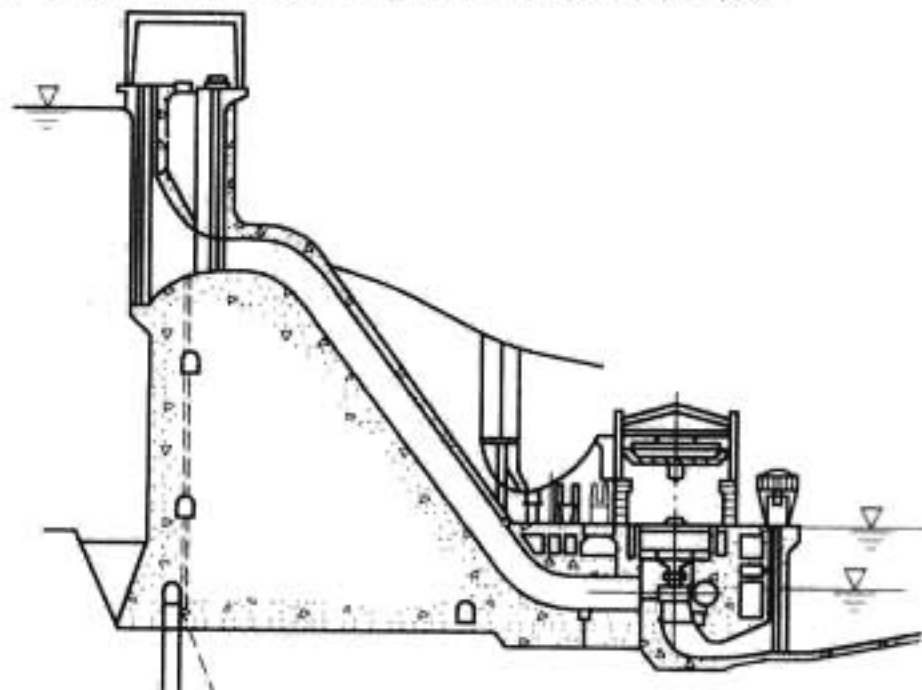


图 1.2-22 坝后背管压力管道布置图

由于坝内管段水头较低，多不设弹性垫层。有钢筋混凝土外包层的坝外管段，内水压力由钢管和混凝土外包层中的钢筋共同承担，允许混凝土中产生不大于 0.3mm 的径向分散裂缝。外界温度变化引起的应力，由外包层中的环向钢筋承担。自重等载荷引起的轴向应力由混凝土、纵向钢筋和钢管管壁共同承担。混凝土外包层与下游坝面之间的切向应力，由沿坝面设置的梯形榫接缝和锚固于坝内的锚筋承担。无混凝土外包层的坝外管各种载荷作用均由钢管承担。

4.2.3.2 坝内管

坝内管是埋设于混凝土坝体内的压力管道。管道多设钢板衬砌。钢管与坝体混凝土间可设和不设弹性垫层。管内最大流速一般为 5~7m/s。混凝土重力坝或重力拱坝的坝后式厂房、溢流式厂房和坝内式厂房多采用这种型式。其布置如图 1.2-23 所示。

立面布置有斜式和平式两种型式。斜式布置管轴线与坝下游坡面近似平行，其特点是：①进水口高程较高，大部分管段内水压力较小。②管轴线和坝体内较大的主应力轨迹线近于平行，管道外围混凝土孔口应力较小。③进口闸门启门力小，闸门及启闭设备的造价较低，运行也较方便。④弯道较多，管道较长。平式布置，管道较短，弯道较少，能减少

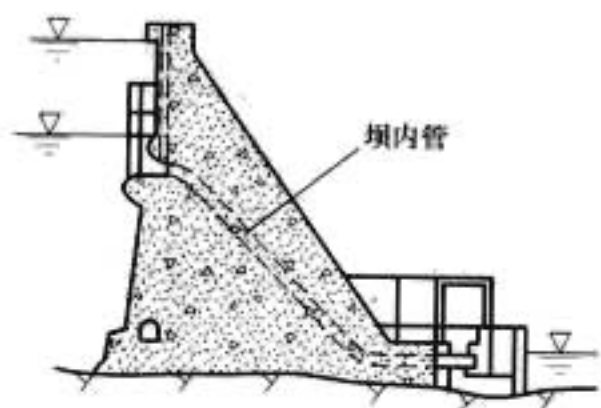


图 1.2-23 坝内管的立面布置方式

水头损失，但由于进口高程较低，坝体孔口受力较差，施工时干扰也大。进水口、闸门及启闭设备投资大，管理操作不够方便。此种布置多用于混凝土拱坝或较低的重力坝。

坝内管的平面布置有斜向和直向两种型式。当大坝与厂房的横缝设于同一直线上，坝内管在平面上则需斜向布置进入厂房。直向布置的坝内管在坝段中央进入厂房，大坝与厂房的横缝不是布置在同一条直线上，而是相互错开的，大坝与厂房间要设纵缝。

钢管与混凝土间设弹性垫层时，钢管承担全部内水压力，钢管周围混凝土按大坝孔口应力配筋。不设弹性垫层时，钢管仍按承担全部内水压力设计，将钢管允许应力适当提高，常取屈服强度和 $2/3$ 极限强度二者中的较小者为允许应力进行计算；钢管周围混凝土按承受部分内水压力的孔口应力配筋，并需做好回填灌浆，保证钢板与外围混凝土接触密实。

4.2.4 调压室

调压室是减少压力管道和有压尾水道水击作用的建筑物。调压室多利用水体调压。位于地面以上的称调压塔，位于地面以下的称调压井。近年来出现的气垫式调压室，在封闭的洞室中储存压缩空气，利用水、气体调压。位于机组上游侧的称上游调压室，位于机组下游侧者称尾水调压室，见图 1.2-24。当水电站的负荷变化，导水叶开度改变产生水击时，调压室既可防止水击压力传播到压力引水道或尾水隧洞中，又可减小高压管道、蜗壳及尾水管中的水击压力。并可减少机组转速变化率，改善运行条件。调压室的体积大，施工难，造价高，是否应当设置调压室，应由调节保证计算和技术经济比较来决定。

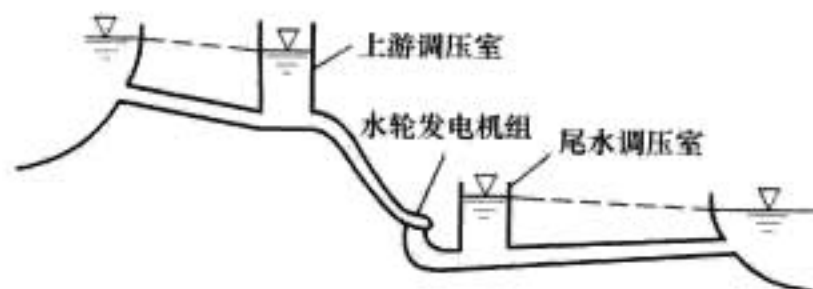


图 1.2-24 调压室位置示意图

利用调压室的容积容纳或补充由于负荷变化所减少或增加的进入水轮机的水体，从而减小水击作用，并截断或减小水击波继续向前传播。这时调压室内的水面产生波动。为了保证调压室水面波动逐渐衰减，调压室断面应大于稳定断面。

基本类型有简单式、阻抗式、双室式、溢流式、差动式、气垫式 6 种。调压室基本类型见图 1.2-25。

(1) 简单式调压室，如图 1.2-25 (a) 所示。其特点是断面不变，室身多为一圆筒，引水道（尾水道）与调压室直接连接。结构简单；水击反射条件好；室内水位变化缓慢均匀，对水轮机影响较小。但工程量较大、造价不够经济；调压室中水位波动衰减得慢，对水轮机工作影响的时间长；在正常运转时，引水系统与调压室连接处水力损失大，为避免

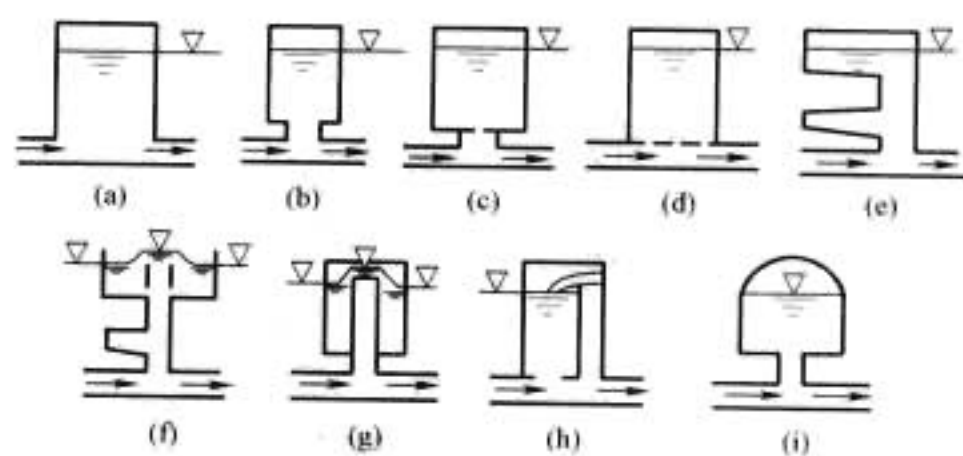


图 1.2-25 调压室基本类型示意图

(a)、(b) 圆筒式；(c)、(d) 阻抗式；(e) 双室式；
(f) 溢流式；(g)、(h) 差动式；(i) 气垫式

此缺点，把引水道与调压室分开，用连接管连接，如图 1.2-25 (b) 所示。为了避免水击波进入引水道过大，连接管的直径不宜取得太小。

(2) 阻抗式调压室，如图 1.2-25 (c)、(d) 所示。这种调压室将圆筒形的室身用较小断面的孔口，或较小孔口尺寸的隔板与引水道连接起来。这种孔口或隔板对水流产生局部阻力，故取名为阻抗式。当丢弃负荷时，水由引水道经阻抗孔进入调压室，阻抗使水头损失增加，减小了引水道首尾两端的水位差，因而减小了调压室中水位波动的振幅。由于存在孔口阻力，在引水道与调压室之间产生压力差，这样就使引水隧洞末端的初始压力增高值较简单式调压室为大。当增加负荷时，水由调压室经过阻抗孔进入压力管道，为了克服这种阻力，调压室中水位降低值也要小一些。

(3) 双室式调压室，如图 1.2-25 (e) 所示。这种调压室由断面较大的上室及下室和连接上、下室断面较小的竖井组成。上室供丢弃负荷时储水用，一般应在最高静水位之上。在恒定流时，下室经常充满着水，供增加负荷时补给水量用，因而下室的顶板应在死水位之下。在恒定流时，调压室中的自由水面位于竖井中，当丢弃负荷时，由于竖井的断面较小，井中水位上升很快，但进入上室后立刻缓慢下来，也就减小了水位波动振幅，增加负荷时，水位下降到下室中，在引水道开始供给水轮机所需流量之前，下室应有足够的水量。这种调压室上室的容积是比较小的，因为当丢弃负荷时，引水道中水的动能转化成上室中水的位能，因其重心比圆筒式调压室高，故同样的能量可得到较小的上室容积。这种调压室适用于电站水头较大，要求的稳定断面较小，而水库水位变化比较大的水电站中。

(4) 溢流式调压室，如图 1.2-25 (f) 所示。溢流式调压室顶部有溢流堰。当丢弃负荷时，调压室的水位迅速上升，溢出的水量可以排至下游，也可以储存于上室，待竖井水位下降时，上室的水量经溢流堰底部的回流孔道流回竖井。

(5) 差动式调压室，如图 1.2-25 (g) 所示。这种调压室由升管和外室两部分组成：升管设于调压室中直径较小，其上端为开口，下部沿升管圆周设有阻力孔口，调压室外室的水经阻力孔口与升管相通，升管底部以连接管与引水管道相衔接。外室直径较大，起盛水及保证水位波动稳定的作用。当丢弃负荷时，因升管的直径较小，升管水位很快就升至顶部开始溢流。在水位升高的过程中，引水道首尾两端水位差减小得很快，升管溢流后，引水道尾端水位高于库水位，得以较快地减少引水道流来的水量；同时升管中的水位高于外室水位，所以一部分水量通过阻力孔口流入外室，因而需要外室的容积较小，当增加负荷时，升管中的水位很快地降低，引水道首尾两端水位差增加得较快，引水道中流来的水量增加得也较快，同时水流由外室通过阻力孔口流入高

压管道,以供给水轮机所需要的流量。差动式调压室也有把阻力孔口设在底板上的,而把阻力孔口与升管分开,如图1.2-25(h)所示。这种结构施工较方便,水击反射条件较好。差动式调压室所需要的容积较小,水位波动衰减较快,但是由于多了一个升管,使调压室的结构变得较为复杂。

(6) 气垫式调压室,如图1.2-25(i)所示。调压室顶部完全封闭,内部充以压缩空气。这种调压室不受地形条件限制,可以尽量靠近厂房以减小水击压力;由于所充的是压缩空气,避免了调压室内水位波动,与圆筒式调压室比较,可较大地减小调压室高度,在地下电站中还可省去较长的通气竖井或隧洞;与阻抗式调压室比较,其水击反射条件较好,压力变化也较缓慢,使水轮机调节比较容易。这种调压室水位波动稳定条件较差,需要较大的调压室断面,需配置压缩空气机。这种新型调压室首创于挪威,运行经验尚少。

5 水电站厂房

5.1 水电站的厂房及厂区

水电站厂房是装置水轮发电机组及其他附属机电设备和辅助生产设施的建筑物。通常由主厂房和副厂房组成,但小型水电站也有的不设副厂房。主厂房又分主机间和安装间。主机间装置水轮机、发电机及其附属设备,安装间是机组安装和检修时,摆放、组装和修理主要部件的场地。副厂房包括专门布置各种电气控制设备、配电装置、电厂公用设施的车间以及生产管理工作间。

按厂房结构及布置特点分为地面式厂房、地下式厂房、坝内式厂房和溢流式厂房。地面式厂房,厂房建于地面,按其位置不同,又分为河床式厂房、坝后式厂房、岸边式厂房;地下式厂房,厂房位于地下洞室中,也有的地下厂房其上部露出地面;坝内式厂房,厂房位于坝体空腔内;溢流式厂房,厂房位于溢流坝坝趾,坝上溢出水流流经或跃过厂房顶,泄入尾水渠。厂房内装置的水轮发电机组的型式,按水电站的水头大小等因素确定。水电站厂房型式如图1.2-26所示。

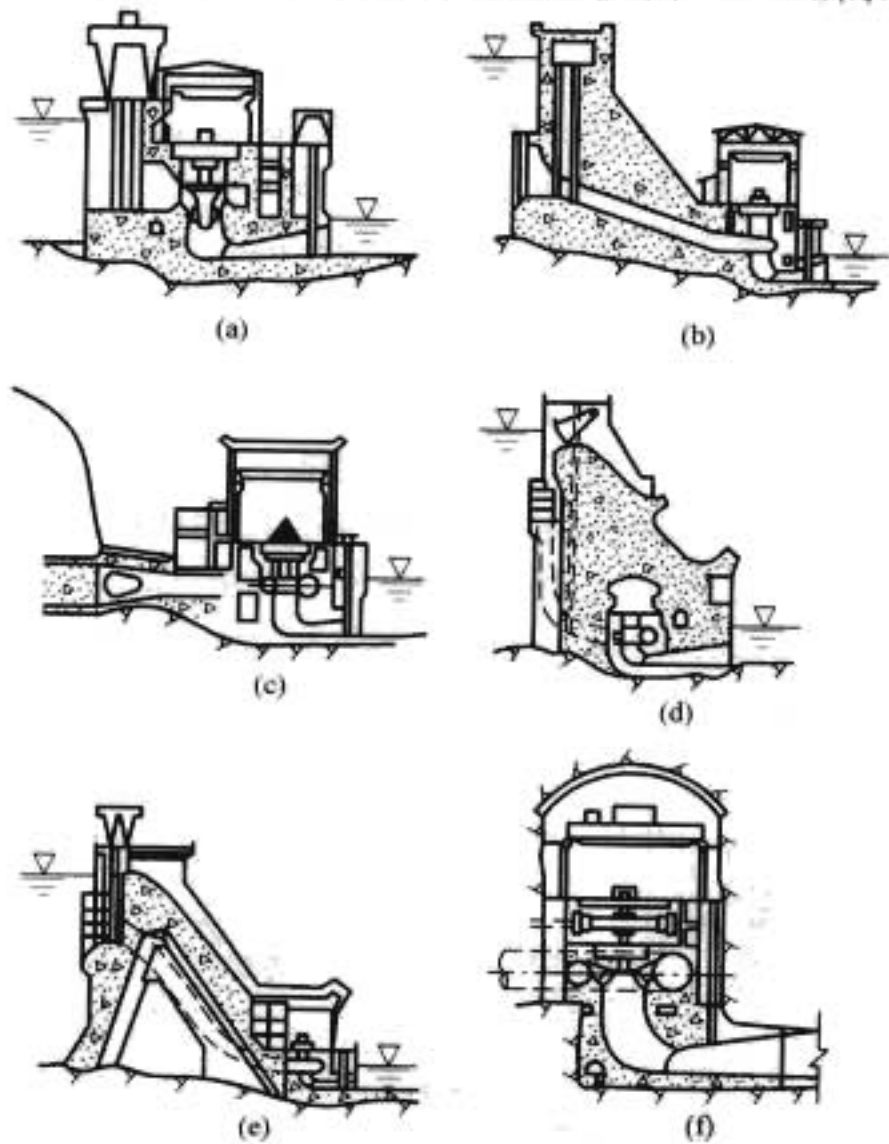


图 1.2-26 水电站厂房型式

(a) 河床式; (b) 坝后式; (c) 岸边式;
(d) 坝内式; (e) 溢流式; (f) 地下式

厂区是包含主厂房、副厂房、主变压器场、开关站、连接厂房的引水道、尾水道、进厂交通线及厂前区等所构成的区域,为水电站运行和管理中心。厂区各建筑物相互关系要协调,使得水电站运行安全和管理方便,并符合经济原则。地面厂房常将主变压器场布置在厂坝间、厂房尾水平台、厂房端部等场地,地下式厂房主变压器布置在地下或者地面。高压配电装置,需要占用的空间尺寸较大,多采用户外式开关站布置,然而近代电气技术的进步,国内外地下式厂房及地面式厂房已越来越多采用由气体绝缘金属封闭组合电器(GIS)组成的户内式开关站布置。

5.2 水电站厂房布置

水电站厂房依据水电站开发方式,水轮发电机组型式,所在地址的地形、工程地质、水文、气象等条件,经过技术经济比较后选择合理布置及型式。大中型水电站一般需满足以下各项要求:①使水流顺畅引入机组,并安全泄入下游河道,且水流能量损失小,引水及泄水道的尺寸体形符合水力学原理。②厂房各部分空间尺寸组合应满足机组及其他机电设备的安全运行及检修和安装需要。③建筑物及机电设备的防水淹、防泥沙淤堵、防磨蚀、防火、防爆、防冻、通风、防潮、防酸、防尘、防虫、防雷、抗震等要根据水电站具体情况采取相应措施,以保证厂房正常运行和安全。④提供运行、检修、生产管理人员工作和休息所必需的场所和设施,如卫生、采光、照明、空调、采暖、电梯等。⑤建筑物在使用期内(如50~100年)具备足够的耐久性和安全可靠度,遇特殊情况(如遭受特大洪水、强烈地震等),受到损坏后经过短期修理即可恢复发电。⑥水电站所在地常常是参观旅游场所,厂房的建筑设计、装修和环境能给人们美的感受。⑦布置合理,工程投资省。

主厂房一般分为机组段和安装场。①机组段主要布置水轮机、水轮发电机和油压装置、调速器、励磁装置以及水轮发电机组的自动化元件、继电保护、检测仪表、控制和动力等的机旁屏、柜。此外,还有发电机电压设备:如发电机引出的大电流母线以及电压互感器、电流互感器、隔离开关。当电气主接线需要时还装有发电机断路器、由发电机母线直接引接的厂用电电源变压器,发电机中性点引出的设备如电流互感器、接地消弧线圈或接地电阻等,发电机与有关设备连接的电缆和管道。②安装场是检修和组装机组部件的场地,一般与进厂道路处于同一高程,以便于设备运输进厂。发电机层高程,一般与安装场相同。主厂房装设起吊设备,用以起吊和运输安装场和机组段之间的设备。

水电站的水轮发电机组,可分为立式、卧式和贯流式三种不同类型。机组型式不同,主厂房机组段的机电设备布置方式也各不相同。

5.2.1 立式反击式水轮发电机组厂房布置

图1.2-27为常见的立式混流式水轮机的岸边式厂房布置,水流由压力管道引进厂房,经水轮机的蜗壳,推动转轮后由尾水管泄入尾水渠。蜗壳上游压力管道上装设有供机组发生事故或检修时快速截断水流用的蝴蝶阀(或球阀、平面闸阀)。若引水压力管道不长且为单机单管,可仅在进水口、压力前池或调压室建筑物上装设可快速关闭的闸门。尾水管出口设有尾水闸门及其启闭机械,用于机组检修时截断下游水流,防止倒灌。主机间上部装有桥式起重机,供吊装机组部件及附属设备之用。图1.2-28为常见的立轴轴流式水轮机的河床式厂房布置,过流部分由进水口、蜗壳及尾水管所组成,其他布置类似立轴混流式水轮机的厂房。

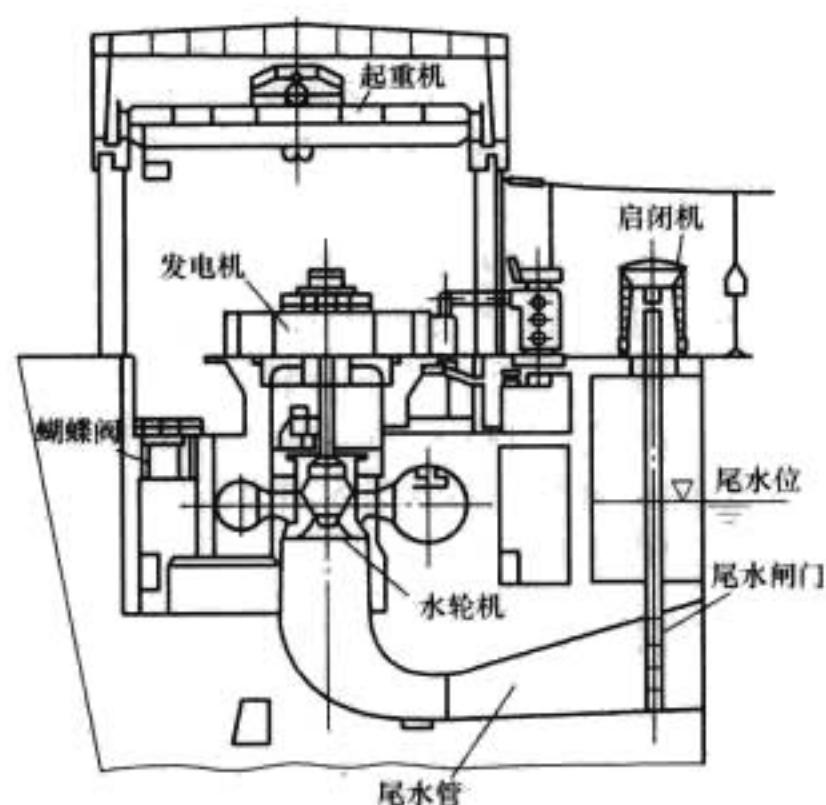


图 1.2-27 混流式水轮机岸边式厂房纵剖面

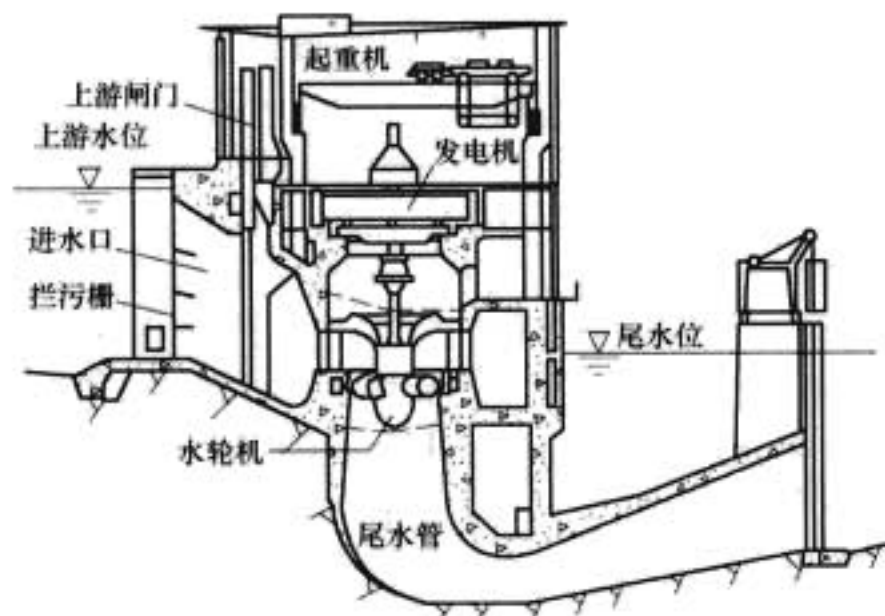


图 1.2-28 轴流式水轮机河床式厂房纵剖面

这两种立式机组的发电机、水轮机、蜗壳和尾水管成垂直叠装，由尾水管底板高程至厂房顶顶面高程的主厂房总高度较高，通常自上而下分为发电机层、水轮机层和蜗壳层，当发电机层与水轮机层高差较大时，为便于设备布置，在两層之间增设母线层。机电设备主要布置在发电机层、母线层和水轮机层。立式机组的发电机布置方式，一般有三种形式：①孤岛式布置，不设发电机层楼板，整个发电机定子风罩立式布置在主厂房内。这种布置方式，可改善水轮机层通风、采光和起吊设备的条件，但对机组附属设备的布置带来困难，发电机运行维护也不方便。②半岛式布置，只在上游侧或下游侧设一半发电机层楼板，其优缺点与孤岛式布置类似。③设有发电机层楼板。按照水轮发电机上部机架是否全部埋入，分为部分埋入式和全部埋入式。部分埋入式，即发电机上机架布置在发电机层地面以上，其余部分埋入在发电机层楼板以下，它便于发电机上导轴承的运行维护和上机架摆度的测量，但检修时发电机层较拥挤，且不利于缩小主厂房的宽度。全埋入式布置其发电机上部机架全部布置在发电机层楼板以下，这种布置的发电机层显得开阔宽敞，检修场地大，有利于缩小主厂房的宽度，特别是对采用晶闸管励磁系统的机组，不设励磁机或设小的交流励磁机更为突出。但此种布置对维护检查发电机上导轴承油位不便。

主厂房除机组以外的机电设备，通常都按其与机组密切相关部分的位置分别布置在发电机层、水轮机层或母线夹层内的上下游侧或机组周围。发电机层一般布置有调速器、油泵装置和机旁屏等。水轮机层一般设有机组的油管、气管、水管和发电机母线、电缆等。油气水管分别布置在上下游侧，机组周围一般安排发电机引出母线和中性点出线设备。

当发电机层与水轮机层之间设有中间夹层时，母线、电缆、发电机出线、中性点设备和水轮发电机励磁装置一般都布置在夹层内。

5.2.2 卧式水轮发电机组厂房布置

一般机组成“一字形”与水流方向成垂直布置，即各台机组的轴线布置在一条直线上，虽然增加了主厂房的长度，但可减少主厂房宽度，机组之间距离由机组的总长度和两台机组间的运行维护通道决定。主厂房一般分上下两层布置，上层布置水轮发电机组、调速器和机旁屏等，下层布置机墩和机电辅助设备及管路等，上层高度由吊运发电机转子、定子和水轮机转轮等设备决定，必要时还需考虑一些特殊安装方法的要求。下层高度由发电机冷却器和油、气、水管道和其他机电设备布置尺寸所决定。主厂房宽度由机组尺寸和上下游侧机电辅助设备及运行维护通道尺寸所决定。图 1.2-29 为横轴冲击式水轮机地下式厂房布置。水流由压力引水钢管引进厂房，经针阀调控，由喷嘴射出冲动水斗，使机组转动发电，水束离开水斗后自由落入尾水槽，然后泄入尾水洞。针阀前的球阀安装在主厂房内或主厂房外的阀室内，水轮机叶轮必须安装在最高尾水位以上，保证转动时不受尾水槽中水面所阻，主机间上层设有桥式起重机，供机组安装及检修使用。

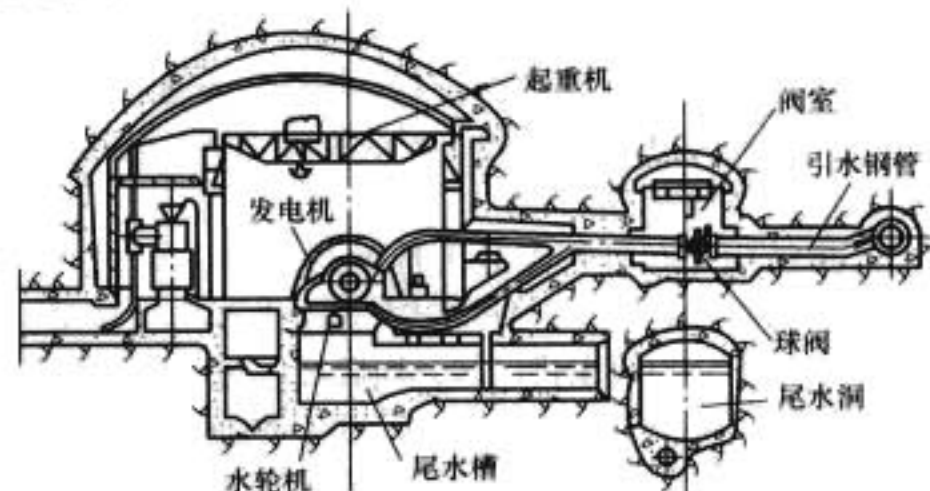


图 1.2-29 横轴冲击式水轮机地下式厂房纵剖面

5.2.3 灯泡贯流式机组的厂房布置

图 1.2-30 为一灯泡贯流式机组的厂房布置。水轮机为贯流式，发电机装设在灯泡形的金属壳体内，通过中心轴与水轮机连接，整个机组安装在一个卧式管状结构物中，分为三段：由进口至灯泡首部为进口段，其作用是将水流顺利引入水轮机，装置有拦污栅、上游闸门；由灯泡首部至水轮机转轮叶片中心为机身段，装置有发电机、座环导水机构、水轮机转轮等，机组重量与水推力通过座环和发电机支柱固定于外围混凝土中；由水轮机转轮叶片中心至出口为尾水管段，出口装置有尾水闸门。机组检修时，可将灯泡体拆开，使用主机间上层移动式起重机将各部件吊运到安装间修理。贯流式水轮发电机组主厂房高度较小，机组段的竖井有双竖井和单竖井两种方式，双竖井一般分别设在机组段的上、下游侧。竖井尺寸要满足水轮机和发电机等部件吊运的要求。

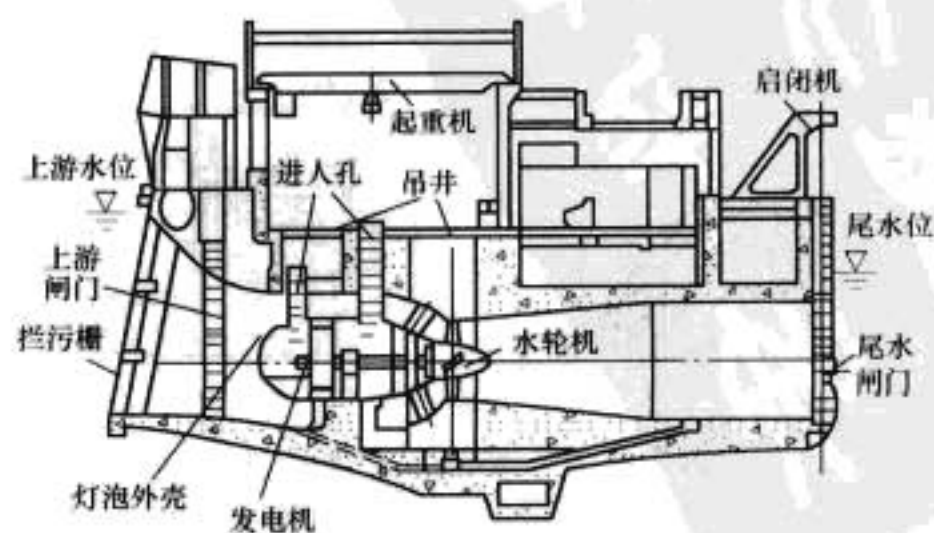


图 1.2-30 灯泡贯流式水轮机厂房纵剖面

双竖井有利于缩短安装和检修工期，但增加了主厂房宽度，一般适用于大型贯流式机组。

5.3 水电站主厂房结构

立式反击式水轮发电机组主厂房的结构一般分为上部结构、下部结构、中部结构。通常把发电机层以上结构称为上部结构，以下称为下部结构。主机间上下游墙内的二期混凝土如发电机支承结构、钢蜗壳的外围混凝土、发电机风罩等称为中部结构。

(1) 主厂房的上部结构，也称上层建筑，内装有供机组安装与检修使用的起重机（简称吊车）。地面厂房上部结构由屋面板、屋面支承结构、吊车梁、吊车柱、围护墙、楼板等组成。①屋面板有预制或现浇钢筋混凝土的，小型水电站也有采用其他屋面板材的。②屋面支承结构有钢制、钢筋混凝土制的桁架或大梁。③吊车梁有钢筋混凝土的（现场浇制、预制、预制现浇叠合等）、钢结构的（实腹板、箱形等），吊车梁支承在吊车柱的牛腿上，有的与吊车柱连成整体，形成厂房纵向排架。④吊车柱，大中型水电站吊车起重量大，且又是屋盖的支撑结构，断面尺寸大，故多为现浇钢筋混凝土结构。⑤围护墙有砖砌体和钢筋混凝土的，封闭式厂房常要承受水压力，故墙体厚，多与实体屋盖连成实体框架。地面厂房上部结构应与下部结构分缝相适应，缝构造需满足伸缩变形及止水要求。地下厂房上部结构，除洞室支护结构外，通常四周设有防潮装饰的隔墙。供吊车行驶的结构，有的采用一般形式的吊车梁柱，有的利用衬砌拱座挑腿，有的采用岩锚吊车梁，有的采用岩台梁。

(2) 主厂房的下部结构，是复杂的块体结构，通常用钢筋混凝土筑成，小型水电站也可能用砌体建造。主要包括挡水墙、钢筋混凝土进水蜗壳、尾水管、基础底板，河床式厂房还有进水口结构等。它承受设备传来的静力和动力，内外水压力，上部结构下传的载荷，并传递到地基。不同于一般工业厂房，它受水的作用以及地基情况的影响很大。

下部结构最底层为基础底板。①非岩基上厂房，作用于底板的地基反力大，为满足基础应力及限制裂缝开展要求，常常底板要很厚，大型水电站可达8~10m，并配置相当多数量的钢筋。②岩基上厂房，载荷大部分通过蜗壳、尾水管的边墙和支墩等传递至基岩；作用于底板的地基反力相对较小，还可采取灌浆和排水措施降低扬压力，所以基础底板可以较薄，而且基础开挖面可按进水口、压力管道、蜗壳、尾水管等底部不同高程设计成阶梯形状，以节约开挖和混凝土浇筑工程量。对于基岩坚硬完整的，尾水管扩散段底板有的只做抹平衬护。基础底板中常设有排水廊道及集水井等，结构上需局部加强。冲击式水轮机的尾水槽（也称泄水槽）的底板及边壁必须耐水流冲刷，有的镶衬耐磨蚀材料。

(3) 主厂房的中部结构，不直接与水流接触，主要是支承水轮发电机载荷，确保机组能安全运转。一般都是随着机组埋件的安装分期浇筑。主要有水轮发电机支承结构（简称机墩）、钢蜗壳外围混凝土及发电机风罩，如图 1.2-31 所示。

机墩的型式尺寸随机型、单机容量而异，有圆筒式、墙梁式、框架式、矮墩式等。机组重量、静力与动力由机墩传递到下部块体，或通过钢蜗壳外围混凝土结构传递到主机间底板。机墩要有足够的强度，其强迫振幅不得超过规定的限值。有一种伞式水轮发电机，其推力轴承安装在水轮机顶盖支架上，机组转动部分的载荷由水轮机顶盖传至地基的途径为：水轮机顶盖→座环→固定导水叶→下环→厂房底板→

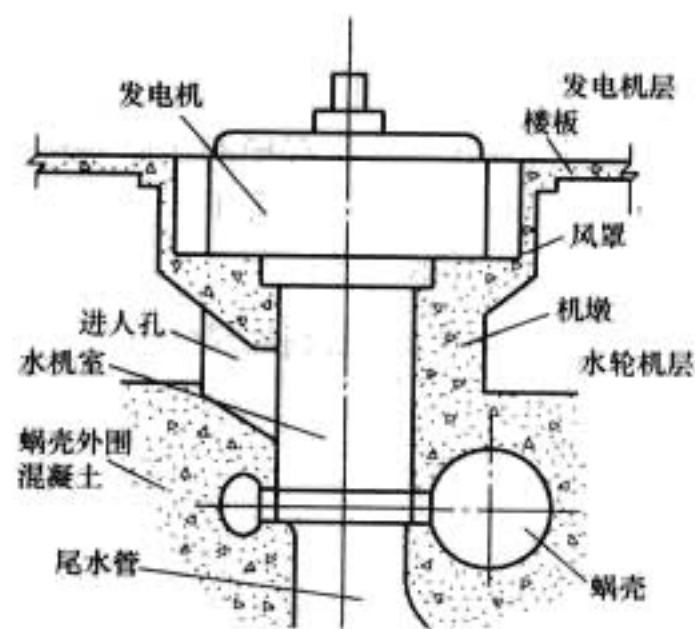


图 1.2-31 主厂房的中部结构示意图

地基。

较高水头混流式水轮机进水通常采用钢蜗壳，其进口过水断面为圆形，钢蜗壳一般承担全水头的水压力，其外围混凝土仅作为发电机支承的下部基础，不承担钢蜗壳的内水压力，为此需在钢蜗壳的上半部的表面与外围混凝土之间铺设弹性垫层，予以隔离。随着大容量、高水头水轮机的发展，有的水电站采用了钢蜗壳与外围混凝土局部联合受力以改善靠座环边的钢蜗壳局部应力。对不铺设弹性垫层的，浇筑外围混凝土时钢蜗壳须充水加压，为此需另配备一套密封盖及加压设备。

发电机风罩，有钢筋混凝土、砖砌结构，可作为发电机通风道的外罩；通常兼作发电机层楼板的中部支承用。

6 工程等别及建筑物级别

6.1 工程等别

工程等别是水电枢纽工程为适应建设项目不同设计安全标准和分级管理的要求，按照库容大小和装机容量，对工程建设规模所进行的分类。中国现行规范中将水电枢纽工程分为五等（一、二、三、四、五），分别对应大（1）型、大（2）型、中型、小（1）型和小（2）型。其分等指标如表 1.2-1 所列。

表 1.2-1 水电枢纽工程的分等指标

工程等别	工程规模	水库总库容 (亿 m ³)	装机容量 (MW)
一	大（1）型	≥10	≥1200
二	大（2）型	<10 ≥1	<1200 ≥300
三	中型	<1.00 ≥0.10	<300 ≥50
四	小（1）型	<0.10 ≥0.01	<50 ≥10
五	小（2）型	<0.01	<10

综合利用的水电枢纽工程，当其水库总库容、装机容量分属不同的等别时，工程等别应取其中最高的等别。

水电枢纽工程等别的详细划分规定见 DL 5180《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》。

6.2 水工建筑物级别

水工建筑物级别是根据其所属工程的等别及其在工程中的作用和重要性所体现的对设计安全标准的不同要求。在具体的水电枢纽工程中，永久性水工建筑物的级别高于临时性

水工建筑物，主要建筑物级别高于次要建筑物级别。水工建筑物级别愈高，设计安全标准也愈高。在中国现行的规范中，根据工程等别及建筑物在工程中的作用和重要性，将水工建筑物级别划分为 5 级。一般情况下，永久性水工建筑物级别的划分如表 1.2-2 所示。

表 1.2-2 水工建筑物级别的划分

工程等别	永久性水工建筑物级别	
	主要水工建筑物	次要水工建筑物
一	1	3
二	2	3

续表

工程等别	永久性水工建筑物级别	
	主要水工建筑物	次要水工建筑物
三	3	4
四	4	5
五	5	5

对施工期临时挡水、泄水建筑物的级别，应根据保护对象的重要性、失事危害程度、使用年限和其规模按有关标准确定。

水工建筑物级别的详细划分规定见 DL 5180《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》。



第3章 水电工程与环境

1 前言

水力发电是利用江河的流量和落差形成水的势能发电,是一次性能源直接转换成电力的物理过程,具有无温室气体排放、资源可再生等优点。水力资源的开发利用符合人类的共同利益,也是保护环境、实现可持续发展的必然选择。在2002年的可持续发展世界首脑会议上,将水电开发作为减排温室气体、实现可持续发展的措施予以肯定,并承诺通过加强合作促进水电建设的发展。水电在国民经济发展中是具有巨大社会效益的基础产业,在经济和社会的可持续发展中具有重要的作用。

我国水电开发走过了曲折的道路,经历了技术制约、资金制约、时空制约阶段,目前已进入生态环境及移民制约阶段。和任何事物都具有两重性一样,水能开发在为人类提供清洁能源的同时,也会带来一些负面影响。水电建设要截断河流,淹没土地,迁移人口,不可避免地会对环境带来一些影响。水电开发带来的生态和移民问题,使得水电开发与生态保护的矛盾越来越突出和复杂,直接影响到水电开发的进程。

水电开发与环境保护,已成为社会关注的问题。我国适时地提出了“在保护生态的基础上有序开发水电”的方针。做好水电开发与环境保护并举,是水电工作者应研究和解决的问题。以科学发展观为指导,建立与生态环境友好的水电工程建设体系,是实现水电开发与生态环境保护协调发展的正确途径。

在保护生态的基础上有序开发水电,首先要用科学发展观正确认识水电开发和生态保护的关系。发展是硬道理,保护是硬要求。应该以发展和保护双赢为目标进行开发建设,在保护的基础上发展,以发展来促进保护。从这一角度来认识水电与环境的关系,要深入研究水电开发中的生态问题和应对策略,做到开发规划科学合理、施工环保措施落实、工程运行生态调度,将水电开发对生态的负面影响减到最低限度。

2 水电开发与环境的关系

2.1 水电工程的主要环境效益

2.1.1 能源供应的环境效益

2.1.1.1 节约化石能源

能源是人类生存发展的基础。有研究表明,地球上如果仅靠林木、柴草、秸秆等生物能,则只能维持10~20亿人生活。目前,地球上的常规能源主要是煤炭、石油、天然气和水能、风能、生物能。但煤炭、石油和天然气属化石能源,为不可再生能源,储量有限,用一点就少一点。中国煤炭剩余可采储量为950亿t,折合标准煤678亿t,而煤炭又是重要的化工原料,若按80%用于能源,折合标准煤542亿t。水力资源是地球上最有活力的可再生能源。中国的水力资源,技术可开发的年发电量为2.47万亿kW·h,经济可开发的年发电量为1.75万亿kW·h。其资源量通常按生

产100年(国外有按200年计),每1万kW·h折合3.5t标准煤计算,则分别为865亿t标准煤和613亿t标准煤。因此,中国的能源资源中,水电能源只要开发出其技术可开发量的63%(经济可开发量的88.5%),就与煤炭能源处在相同的水平。由于水电能源是可再生能源,不开发就等于浪费,相反,化石能源的开发和消耗,不仅减少了资源总量,还会带来不同程度的环境影响。水力资源的开发利用,既不减少资源量,又可以替代部分化石能源的开发,从节约资源和保护环境的角度,水电开发有着重要的环境效益。

2.1.1.2 减少林木砍伐

我国农村大多采用木柴作为生活用能,要消耗大量的林木。据统计,20世纪90年代,全国森林消耗的40%为农村居民生活烧柴,年实际消耗薪柴约2.28亿m³。我国通过15年初级水电农村电气化建设,约有2000万户居民不同程度地使用电炊,每年减少森林砍伐13万hm²,节约木材约900万m³,保护了森林。建成的653个初级电气化县森林覆盖率15年平均增长9.88个百分点,比全国平均数高5.4个百分点。从2003年开始实施的小水电代燃料工程,可以长期稳定解决25个省区市2830万户、1.04亿农村居民的烧柴问题,每年减少薪柴消耗1.49亿m³,保护森林3.4亿亩,有效巩固生态建设成果,具有显著的生态效益。

2.1.2 改善大气的环境效益

2.1.2.1 减少温室效应及大气污染

目前,随着城市化进程的发展,大气环境污染也随之加剧。2002年,在我国有统计的343个城市中,只有约1/3的城市(116个)达到二级空气质量标准,符合适于居住的条件;经济快速发展的大中城市二次污染上升,大气能见度明显下降;年二氧化硫排放量1926.6万t,居世界第一位,酸雨面积超过国土面积的30%,酸雨、光化学烟雾、可吸入颗粒物污染已经在城市密集地区构成区域性污染;根据UNDP《中国人类发展报告》,2001年全球20个空气污染最严重的城市中,我国占16个。世界银行根据目前发展趋势预计,2020年中国将为燃煤污染导致的疾病支付3900亿美元的费用,约占当时GDP的13%。由于人类活动特别是二氧化碳排放引起的全球变化将会加速我国的生态与环境的恶化。在全球变化的影响下,中国的气候、生态和环境均产生了显著、深刻和多方面的变化,近百年中国的气候也在变暖,平均地面温度上升了0.6~0.7℃,海平面平均上升了10~20cm,冰川从小冰期结束以来面积减少了约25%,极端的天气气候事件如旱涝灾害发生的频率和强度近20年来呈上升趋势,由此造成的气象灾害损失目前达到了GDP的3%~6%。

造成大气质量严重污染的主要原因是中国以煤为主的能源结构。用燃煤机组生产电力,每发1kW·h电,现代一般大型机组要烧350~380g标准煤,先进的也要烧330g标准煤,只有少数超超临界的机组可达到280g标准煤的水平。标准煤是指发热能力为29.31MJ/kg(7000kcal/kg)的优质煤。一般原煤的发热能力在21MJ/kg(5000kcal/kg)左右,劣质煤发热能力更低。煤是靠碳燃烧产生热量,碳与氧化合

形成二氧化碳。碳的原子量为 12, 氧的原子量为 16。1kg 的碳充分燃烧, 则要形成 3.67kg 二氧化碳。原煤不可能都是碳, 还有硫及其他杂质。通常, 燃烧 1t 的原煤要产生 2~2.16t 二氧化碳、0.02t 左右二氧化硫和 0.007 5t 左右氮氧化物。燃煤排放的二氧化硫是产生酸雨的根源, 清除要花很大代价, 据估算, 每千瓦火电所配脱硫装置费约需 1000 元; 而燃煤排放的二氧化碳是导致温室效应的祸首, 目前还没有不排放二氧化碳的煤能利用方法。

水力发电清洁无污染, 不消耗水量, 不排放废气、废渣、废水, 不产生二氧化碳。我国水能有 5.42 亿 kW、2.47 万亿 kW·h/a 的可开发容量。如水电装机 2.7 亿 kW (计划 2020 年达到), 年发电量 1.24 万亿 kW·h, 按照先进的耗煤水平[330g/(kW·h)]计, 每年减少燃烧标准煤 4.09 亿 t, 合 5.73 亿 t 原煤, 可以减排烟尘 307 万 t, 二氧化碳 11.46 亿 t、二氧化硫 1150~2300 万 t, 一氧化碳 11.46 万 t, 氮氧化物 424 万 t, 以及废水和固体废物。另外, 还可省却火电站所需的冷却水运行和排放, 既可节约水资源, 又可避免对水环境造成热污染。因而发展水电, 在取得相同电能的同时, 可减轻煤炭、石油大量消耗给环境造成的污染压力。水力发电有巨大生态环境效益。

2.1.2.2 改善当地小气候

水电开发, 在一个流域上建设一个或多个水库, 形成许多库湾, 成为人工湿地。湿地为一些动、植物提供生存条件, 会增加库区和库周动、植物物种, 提高局部区域的生物多样性价值, 增加水域的综合功能。

人工湿地的形成, 可改善当地的环境小气候条件。水库水体的影响, 可使周围陆地性气候得以改善: 无霜期延长、温差缩小、最高气温降低、湿度增加。有关的研究表明, 水面上空空气的透明度比成片的房屋群高 8%~10%; 水面上空紫外线辐射比陆地高 30%; 水库或水域上的气温在炎热季节要比相邻区域降低 4~5℃; 相对湿度提高 10%~15%。

黄河龙羊峡水库蓄水后, 距离库岸 10km 左右范围内, 年降水量增加约 3%; 全年各月相对湿度均有增加, 其中冬季增加最明显, 1 月份增加 24%; 年平均气温略有升高, 月平均气温中有 5 个月升高 (12 月份升高最大为 3℃), 6 个月降低 (10 月份降低最大为 0.7℃)。

新安江水库蓄水后, 水库中心降水量有季节性变化, 冬季 (当年 11 月~次年 1 月) 降水量比流域多 10~20mm; 夏季 (6 月~8 月) 降水量比流域少 150~210mm, 而且水库区的暴雨月少, 量也小一些。水体周围 10km 范围内气温变化大, 极端最高气温建库前 45℃, 建库后的仅为 41.8℃, 降低 3.2℃; 建库前极端最低温度为 -12.0℃, 建库后只有一次在 -7.9℃, 一般在零下 3~5℃。由于气温变化使无霜期延长, 初霜推迟, 终霜提早。

二滩水电站建成后, 周围的植被更好了, 山更绿了, 降雨更均匀了, 夏季的温度大约降低了 2℃, 而冬季的温度又上升了 2℃, 整个小气候是在向好的方向发展。

2.1.3 防洪减灾的环境效益

2.1.3.1 防洪抗灾

洪水常常造成灾害。洪灾给河流沿岸地区带来人员死伤、财产损失、环境恶化。中国有超过 70% 的固定资产、44% 的人口、1/3 的耕地、620 个以上的城市位于主要河流的中下游, 受到严重洪水灾害的威胁。

水电开发是水资源综合利用的重要内容, 是重要的江河治理途径。中国大多数水电站水库都有防洪任务要求, 设置防洪、调洪库容。1998 年长江流域发生特大洪水, 由于长

江干支流的 763 个大中型水库具有 340 亿 m³ 的蓄水能力, 河水位被显著降低, 荆江分洪区未使用, 与 1931、1935、1954 年的洪水相比, 减少淹没 330 万亩耕地、30 多个县市、700 万居民。隔河岩、丹江口、柘林、五强溪、柘溪、凤滩、葛洲坝等水电站水库, 对夺取这次抗洪抢险的全面胜利起到了重要作用。

中国降雨时空分布不均, 水旱灾害频繁。我国通过治水办电相结合, 数千条中小河流得到治理开发, 已建成各类水库 8.5 万多个, 总蓄水能力达 5100 亿 m³, 提高了防洪抗旱能力。据国家防汛抗旱指挥部不完全统计, 全国大中型水库的减灾效益每年可达 1000 亿元。

我国大江大河的中上游都是水力资源集中的水电基地, 结合江河治理和防洪, 开发大江大河中上游的水力资源, 修建控制性水电工程, 可有效调节河川径流, 控制水位。三峡水库总库容为 393 亿 m³, 防洪库容 221.5 亿 m³, 能有效地削减中游地区洪峰流量, 防止荆江两岸发生毁灭性的灾害, 保障江汉平原 2000 万人口和 153 万 hm² 耕地及沿江城镇的安全; 遇 1000 年一遇或类似 1870 年特大洪水, 配合荆江分洪和其他分蓄洪工程的运用, 可保护荆江河段安全行洪, 减轻长江洪水对洞庭湖区的洪水威胁, 降低长江中下游平原地区 12.6 万 km², 7500 万人口和 600 万 hm² 耕地及大中城镇的洪水淹没损失, 改变洪患及分洪措施引起的环境恶化和灾后疫情。梯级水库可联合调度调节, 比单个水库更能提高抗御洪、涝、旱、碱等自然灾害的标准和降低灾害的影响程度。水电工程可有效地减少水灾和旱灾带来的对动、植物的破坏, 减少水土流失和土壤侵蚀, 减少洪水造成的污染扩散和疾病流行, 为人们提供相对稳定、安全的生活和生产环境, 具有保护生态环境及生物的生境的效益。

2.1.3.2 有利灌溉及供水

天然状态下的河流水资源, 由于径流量的季节性变化, 不可能保证流域内灌溉面积大幅度增加。建设水库后, 径流得到充分利用, 使灌溉面积大大增加, 并使作物产量大幅度提高。有关研究表明, 干旱和半干旱地区, 水浇地的粮食收成比没有灌溉的高 1~1.5 倍; 气候较湿润地区, 灌溉后的收成可提高 50%。我国建设了一大批综合利用水利枢纽, 增加灌溉面积 2500 多万亩, 增加粮食 300 亿 kg, 解决了 6400 多万人、4700 多万头牲畜的饮水困难。

水库改善了抽水站取水的条件并利用势能使之降低造价; 水库可以降低水中的含沙量、色度、氧化度等, 使自来水厂净化简便; 水库可使河水水量、水质季节性变化减小, 保证水厂运行的稳定、均衡。从而促进地区经济的发展, 改善当地居民的生活环境, 提高生活质量。

2.1.4 其他环境效益

2.1.4.1 改善河流航运条件

水电站的大坝壅高水位, 使坝上游河段宽度和深度增加, 水流速度降低, 某些不利航行的急流险滩消失, 通航河段因此长度延长, 船只吨位加大。而下游通过水库的流量调节, 枯水期流量得到保证, 通航期延长, 航运的保证率提高。水电工程改善河流航运条件, 提高了航运安全性, 减少航运事故, 本质上也是一种环境效益。

2.1.4.2 形成旅游景观

水电站水库的形成, 与原来的河流相比, 在景观结构和功能上都发生了变化。梯级开发, 形成多个有高度差的人工湖泊, 使河流在空间结构上发生变化, 在功能上增加了美学价值和旅游价值。在梯级水电开发的基础上, 合理优化水工建筑物的布置和造型, 并适当加以装饰设计, 使其在景观上

起到美化环境的作用。可根据具体要求和地势环境条件,修建人工港湾、池塘,放缓岸坡,建造森林公园、草坪、花圃及景观建筑,修建水上娱乐设施等,组成新的水环境景观系统。人们对水环境景观有好奇,水电站的水库成为旅游、度假胜地,这在国内外不胜枚举。旅游景观效益实际上就是一种环境效益。

2.1.4.3 促进贫困山区发展

山区和边远地区水力资源丰富,但经济相对落后,人的生活条件差。中国从1985年起实施水电农村电气化县建设,已建成的初级电气化县,82%位于中西部地区,200多个县为少数民族县,100多个县位于祖国边陲。这些县虽然资源和社会经济条件各不相同,但通过水电农村电气化建设,基本上实现了国内生产总值、财政收入、农民人均纯收入、人

均用电量“五年翻一番、十年翻两番”,发展速度明显高于全国平均水平。三批初级电气化县累计有2000多万农村剩余劳动力转移到二、三产业,加快了城镇化进程。小水电开发,加快了贫困山区、民族地区的经济发展,加快了农民脱贫致富步伐。

2.2 水电工程可能的不利环境影响

水电开发可能对环境产生的不利影响,综合分析如图1.3-1所示。但在不同河流、不同河段、不同坝址上建坝,带来的生态环境问题是不同的。而且,并不是所有河流现状的改变都是不利的,环境保护就是要防止自然环境恶化,改善环境使之适合于人类劳动和生活。具体项目的开发对环境产生的不利影响要具体分析。

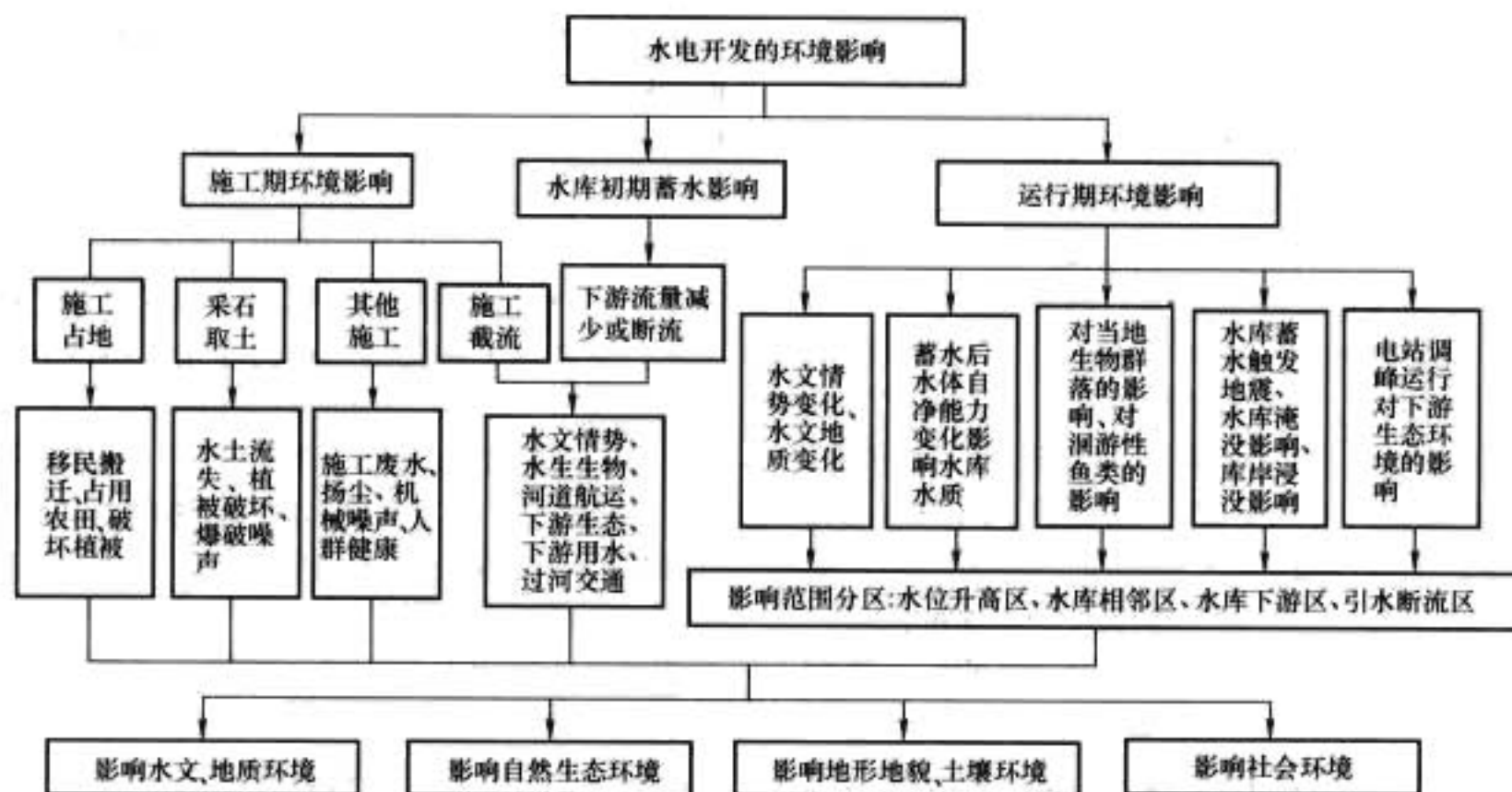


图 1.3-1 水电站及枢纽工程对环境的不利影响示意

2.2.1 工程占地的影响

水电站开发要修筑水库及其他水工建筑物,需要占用较大面积的土地,可分为工程占地和施工占地。

工程占地主要是水库淹没占地和建筑物占地,属永久占地,对环境的影响较大,达到了根本改变自然状态的程度。主要的影响是破坏原有的植被和生态环境;淹没原有部分耕地和村镇,造成移民搬迁和一些设施的迁建。而移民搬迁安置,要搞新村镇基本建设和新开耕地,又会破坏植被,造成新的水土流失,并改变局部自然条件,破坏原有的区域生态平衡。另外,一些无力清除林木的水库,林木被淹后腐烂要释放二氧化碳,也存在产生温室气体的问题。

施工占地基本上属临时占地,对环境的影响主要是植被破坏、水土流失等,影响力相对短期并可以恢复。工程竣工后,通过恢复措施和自然恢复,其对环境的破坏和影响可逐渐得到缓解和恢复。

2.2.2 电站施工期对环境的不利影响

水电站施工期对环境的不利影响,主要表现在施工采石取土的影响和其他施工项目的影响。

(1) 施工采石、取土的影响:水电工程需要大量砂石料和土料。进行采石、取土施工,会破坏原有植被,容易造成水土流失与耕地损失。

(2) 施工对水环境的影响:工程施工均在距水系河道附近,场地平整、截流、围堰填筑、隧洞排水、砂石骨料加工冲洗、混凝土拌和浇筑及养护、化学灌浆、材料水上运输、施工机械冲洗等,都会对水域环境造成污染。

(3) 施工弃渣对环境的影响:水电工程开挖山体、隧洞产生的废渣,不仅量大,而且有残留炸药、机油等有害物质。如果管理、处置不当,倒在河岸边则会直接影响河道条件和水质;堆放在固定渣场,也有流失和形成泥石流问题,对环境造成较强的破坏。

(4) 施工对大气环境的影响:工程施工爆破、骨料加工筛分、水泥仓库装卸、混凝土拌和、施工材料运输、施工机械运行等,造成施工场地和道路扬尘,影响大气环境质量。

(5) 施工噪声对环境的影响:施工噪声主要包括开挖爆破噪声、施工机械运转噪声、骨料筛分作业噪声、砂石混凝土拌和系统生产噪声、机动车辆行驶噪声等。这些噪声,会在整个施工期中影响当地的声环境,但施工结束后这些不利影响会自行消失。

(6) 施工对交通的影响:施工截流,使局部河道条件和水文条件发生变化,水运通航受到影响,运输量和运输条件等都发生改变。

(7) 施工对人群健康的影响:施工期间,大量施工人员进入施工区,形成施工人群。由于水电工地大多在深山峡谷,居住集中,条件又差,如当地有流行性疾病、地方病及自然疫源性疾病,或由外地人员带来其他传染病,易蔓延和发展。另外,有些施工作业对人体安全与健康具有一定的影响,如开挖爆破、接触一些有毒化学药品、高噪声机械操作、高粉尘作业等。

(8) 其他影响:施工对附近地区的自然景观造成影响,

有可能会破坏景观的连续性。有些工程施工会影响到文物古迹的保护。

2.2.3 水库初期蓄水阶段对环境的不利影响

水库初期蓄水, 河流干流下泄水量大幅度减少, 影响下游沿江村屯和城镇的生活、生产用水, 影响航运交通和下游水电站正常运行。

库容较小的水库, 初期蓄水时间较短, 对下游的影响也较小; 库容大的水库, 所需初期蓄水时间较长, 对下游的影响较大。但只要调度得当, 这些不利影响可以减轻或避免。

2.2.4 电站运行期对环境的不利影响

2.2.4.1 大坝阻隔的影响

河道不仅是水流的通道, 而且是物质、能量、物种输移的通道。水电工程在河道筑坝, 改变了水体流畅的自然通道, 阻碍了水生生物的输移和活动。大坝的阻隔影响如下:

(1) 对河流水文特性的影响: ①河流片段化。筑坝使河流水面线由天然的连续变成阶梯状, 梯级开发使河流片段化。河流片段化的形成或加剧, 使流动的河流变成了相对静止的人工湖泊, 流速、水深、水温结构及水流边界条件等都发生了重大的变化。②水文参数时空格局改变。水库的运行方式(发电、供水、灌溉、控制洪水等)影响泄流模式, 进而影响河道的水力、水文因素。由于靠水库进行人工径流调节改变了自然河流年内丰枯的水文周期规律, 即改变了原来随水文周期变化形成脉冲式河流走廊生态系统的基本状况。③不同水库的功能和运行方式, 将产生不同的泄流方式, 如: 浅层泄流、深层泄流、溢流等, 影响河流原有物质、能量、生态系统结构和功能, 其影响程度取决于水库的调度方案、泄流位置、溢流堰特性、蓄水库容、泥沙沉积以及流域地貌等。

(2) 对河流化学特性的影响: 水库形成后, 也改变了原来河流营养盐输移转化的规律。由于水库截留河流的营养物质, 气温较高时, 促使藻类在水体表层大量繁殖, 严重的会产生水华现象。藻类蔓延遮盖住大植物的生长使之萎缩, 而死亡的藻类沉入水底, 腐烂的过程同时还消耗氧气, 溶解氧含量低的水体会使水生生物“窒息而死”。由于水库的水深高于河流, 在深水处阳光微弱, 光合作用也弱, 导致水库的生态系统比河流的生物生产量低, 相对脆弱, 自我恢复能力弱。

河流泥沙在水库淤积, 而大坝以下清水下泄又加剧了对河道的冲蚀, 这些变化都大幅度改变了生境。对多数水库而言, 水库具有比自然湖泊更强的河流水量补给和换水频度, 而太阳辐射和热量传输不平衡将导致季节性水体分层。水库富营养化使得深水层全年发生脱氮作用, 但水库相对较大的出流流量和较短的滞留时间能够显著减轻水体富营养化, 使下泄水体营养物含量较低, 同时出流水体的营养物浓度与泄流建筑物高程、结构等有关。

水库水环境水团性质的改变, 水体滞留时间增加、流速减缓等, 制约生源要素的地球化学行为, 沉淀与溶解/絮凝、吸附与解吸等, 使营养物质在水库中迁移、转换的生物地球化学行为明显不同于天然河流。

(3) 对河岸带生态功能影响: 河岸带生态系统将河流生态系统与陆地生态系统紧密地联系起来, 两者间进行物质、能量、信息交换的生态过渡带, 它具有明显的边缘效应。水量的多少直接影响河岸带的生态, 而且在对应不同保护目标的情况下, 河道水体本身的生态系统将对应不同的河道流量。筑坝蓄水后, 改变了河流消长周期和规律, 破坏了原河岸带生态系统和其原来的功能。

(4) 大坝影响的区域生态响应: 大坝通过改变河流水流、泥沙和生源要素等的流动、运移模式, 影响生物地球循环以及河流缓冲区域生态系统的结构和动态平衡; 改变水流温度模式, 影响河流生态系统中的生物能量和关键速率; 对河流上下游的生物体和养分的运移产生障碍, 阻止物质交换。对于筑坝开发工程而言, 上述生态响应应具有明显的区域性或流域性, 响应体现了时间尺度和空间尺度。

梯级水库进一步促进河流生态系统的破碎化, 影响鱼类等迁移, 阻止陆地物种扩散和连续性, 导致河流缓冲区域内物种多样性降低。同时, 大坝蓄水和泥沙沉积在区域、全球尺度上改变地球物质流动梯变过程, 以致影响到海洋水文循环。梯级水库对河岸带生态系统结构、功能具有显著影响, 导致河岸带生态功能退化。研究表明河岸带具有滞留、过滤污染物, 保护侵蚀河岸, 改进邻近区域气候, 促进地表水、地下水的循环, 产生、保持水陆交错带植被群落, 维持无脊椎动物丰富性和多样性, 从而维持河流内部生境结构及其食物链等功能。筑坝后, 生态系统的响应是生境的人为干扰和人工化。

水资源及生态环境的变化, 影响到局地气候变化, 主要表现在河谷气温和湿度变化, 伴随着无霜期的变化, 降水的变化, 反之再影响河流径流的变化。在这方面, 生态系统的响应是连带性反应, 是间接的和较弱的。

保持功能是指河流生态系统具有维护生物多样性、维持自然生态过程与生态环境条件的功能, 如保持生物多样性、土壤保持、初级生产力和提供生境等。调节功能是指人类从河流生态系统过程的调节作用中获取的服务功能和利益, 如水文调节、河流输送、侵蚀控制、水质净化、气候调节等。生态系统的响应是功能受损, 并会产生新的功能。

2.2.4.2 对水域水位升高区的影响

(1) 库区淤积和库岸侵蚀: 水库蓄水后形成库盆, 库区的淤积和库岸侵蚀, 对库区水环境造成影响, 并影响到水库的功能。

水库淤积的主要来源为: ①从汇水流域进入水库的泥沙; ②由于库岸的改变、岛屿冲毁、库岸坡上不同的重力作用等产生的入库泥沙; ③由于水中悬移质沉降、淤积, 成为库底沉积物。山区中、小型水库淤积多为推移质泥沙, 平原中、小型水库淤积多为悬移质泥沙, 大型水库开阔地带的淤积既有悬移质泥沙又有推移质泥沙, 水库沿岸地带和变动回水区则往往推移质居多。随着水库的运行年限的增加, 库底淤积也会逐渐加重, 淤积的面积也会逐渐增加。

从水库蓄水开始, 由于侵蚀作用和堆积作用, 在新的水边线地带开始了库岸形成的过程。大型水库的运行经验表明, 库岸的形成正是冲蚀和堆积直接作用的结果, 从地质、地球化学和生态过程角度分析, 库岸可分为多种类型: 以崩塌、坍落、侵蚀、滑坡、流沙和剥蚀等形式表现的库岸为冲蚀型库岸; 以地球化学作用和冲蚀作用为主形成的库岸为冲蚀—喀斯特型库岸; 以生态作用和冲蚀作用结合情况下形成的库岸为冲蚀—泥炭型库岸及其他类型的库岸; 在地质、地球化学和生物过程和堆积共同作用下, 形成泥沙三角洲库岸、淤泥盐岩型、漂浮泥炭型、贝壳泥炭型、贝壳石灰岩型和芦苇植物型库岸。

水库发育, 除了库岸形成外, 还有其他过程和现象, 如: 淹没、浸没、地下水位上升及上升区岩层的物理力学性质变化等, 水库沿岸地带形成新的工程地质条件。

在水库淤积和库岸形成的过程中, 会造成水土流失、生态环境变化、水质的变化等, 水库运行后, 在较长的时间

里，逐渐形成工程与自然环境新的协调和平衡。

震，这是由于水库建成后引起的地质环境变化的现象。世界上部分水库触发地震的调查结果见表 1.3-1。

表 1.3-1 关于水库触发地震的情况调查

国家	河流	水库	蓄水年	库容 (km ³)	最大水深 (m)	地震日期 (年、月、日)	震级
印度	科伊纳	科伊纳	1961	2.8	100	1967.12.10	7.0
希腊	阿赫洛斯	克列马斯塔	1965	4.8	120	1966.1.24	6.3
希腊	克利克里奥季科斯	卡斯特拉基奥	1969	1.0	100	1969	6.3
中国	新丰江	新丰江	1961	13.9	105	1961	6.1
美国	费捷尔	奥罗维尔	1968	4.4	204	1975.8.1	5.7
澳大利亚	哇拉加姆巴	哇拉加姆巴	1960	2.0	104	1973.3.9	5.4
加纳	伏尔塔	阿科索姆鲍	1964~1967	165.0	109	1964.11	5.3
巴西	里乌格兰德	波尔托	1973	1.5	50	1974.2.24	5.1
巴西	里乌格兰德	伏尔塔	1973	2.3	31	1974.2.24	5.1
新西兰	乌阿伊塔基	别恩莫尔	1963~1966	2.0	96	1968.7.7	5.0
澳大利亚	埃乌库姆别涅	埃乌库姆别涅	1958	4.8	106	1959.5.18	5.0
美国	科罗拉多	米德	1935~1936	36.7	191	1940.3.10	5.0
法国	德拉克	莫捷伊纳尔	1962	0.3	125	1963.4.25	4.9
南斯拉夫	德里纳	巴伊纳巴什塔	1965~1966	0.3	80	1967.7.3	4.8

说明：蓄水年指蓄水到正常水位的年份。

(3) 蓄水对周围地下水位的影响：水库蓄水后，将导致沿岸地带水文地质条件实质性的改变。首先是地下水状态会发生变化，水库渗漏在最初几年中较为剧烈，对含水层影响最大。通常在水库的近坝部分出现地下水升高的最大值，而在水库上游，地下水位升高相应则较小，影响范围也小。

水库周围的地下水位升高会引起土地的浸没和沼泽化。当地下水位上升到距地面 1.0~1.5m，干旱地区达到 2.0~3.0m 时，浸没就开始了。当潜水层达到耕作层时，造成土壤湿度过大，以至大多数包气带破坏，结果是使大片土地沼泽化。在森林和森林草原地区，库岸的沼泽化特别严重，形成土壤—沼泽或土壤一半沼泽的水状态。在干旱气候条件下，土壤常会发生盐渍化。水库影响区域浸没带的形成，地下水位升高，区域自然综合体系发生改变，生态环境发生变化，生物物种、种群结构、生物量等都会随之改变。而原有生态结构被破坏，需经过较长的时间，才能达到新的平衡。

(4) 蓄水对水生生物的影响：水库蓄水后，使部分陆地变成水域，浅水区变成了深水区，流动的水变成相对静止的水，电站运行及汛期泄水等，都会对水生生物造成影响。

对水生动物的影响：水域由河道型变为湖泊型，使得水生动物的区系组成发生了变化。对鱼类的影响较大。主要有迫迁，即水库蓄水和泄水会淹没和冲毁鱼类原有的产卵场地，改变产卵要求的水文条件；对洄游鱼类的阻隔，大坝切断了天然河道或江河与湖泊之间的通道，使鱼类觅食洄游和生殖洄游受阻；对鱼的伤害，鱼类经过溢洪道、水轮机等，因高速水流的冲击而受伤和死亡。

对水生植物的影响：主要是对浮游植物和高等水生植物的影响。在水库形成的头几年，对浮游植物区系组成、生物量、初级生产力等都产生影响，常因藻类的大量繁殖而加重水库的富营养化，影响水库的水质。对高等水生植物的直接影响主要是淹没，间接改变了水域的形态特性、土壤、水的营养性能、水位状况和原始种源，而影响了高等水生植物的

生存和生长。

对底栖生物的影响：主要是建库后水文条件、水温、水质和底质的变化对底栖生物组成及生物量的影响。

2.2.4.3 对水库相邻地区的影响

主要是对库周地区的生态环境的影响，即对生物地理群落的影响。水库淹没使林地减少，人为生产活动的增加，使林地等植被遭到破坏，人工生态恢复又需要一定的时间，使植物资源量减少。由此，破坏了野生动、植物的生境，特别是半水生动物和许多喜水鸟类的生境，使野生动物和植物种类减少，数量下降，生物多样性受到影响。

2.2.4.4 对下游的影响

(1) 水电站调峰运行对下游水资源利用的影响：水电站调峰运行时，下泄的水量变化大，对下游地区的航运和用水有影响，但可以通过设置保证水量、适时预报等措施来解决。

(2) 水电站运行对下游水生生态的影响：引水式电站会造成挡水建筑物至发电厂房段的河道永久性或间断性断流，而跨流域引水发电，可造成较长河段的断流或流量减少。河道断流对附近森林植物和动物的栖息环境、断流段的水生物生境和水质、小气候等生态环境有破坏性的和不可逆转的影响。但可采取从挡水建筑物下泄一定的水量，保证该段生态用水和环境用水的措施来解决。

水电站水库为水温分层型时，下泄水温的分布改变了原有河道的水温特性，对下游水生生物造成影响，特别是在鱼类的产卵孵化期影响很大。水电站发电泄水可能造成水体气体过饱和，威胁到下游鱼类特别是幼鱼的生存。

(3) 下游河道冲刷影响和河口咸水影响：水电站运行，库区泥沙沉积，使得下泄水泥沙含量比天然河流大大下降，人为控制下泄流量，破坏了电站下游河道的水沙平衡关系，使下游河势处于不稳定状态。

有些水电站距离河口较近，电站运行水文情势的变化，使得河口附近的径流发生变化，改变了潮汐对河口的影响规律，有些时段可能会造成海水入侵。

2.2.5 社会环境影响

关于水电站建设的社会环境影响,主要是工程移民搬迁方面的影响,详见本章第3节水库移民和淹没处理。

2.3 环境影响问题的对策与措施

2.3.1 生态系统观念与水电发展规划

2.3.1.1 引入生态系统观念

在一定范围内由生物群落中的一切有机体与其环境组成的具有一定功能的综合统一体称作生态系统。河流、湖泊和流域都属生态系统,在进行水电开发时不能把其单纯地作为资源的总体,仅从人类需求出发进行开发利用,还应考虑保护自然资源、生态环境,维护人类与自然界的协调性与和谐性。

将生态系统的观念引入到水电开发规划、建设项目研究、工程运用和调度运行,用生态系统方法管理水环境或流域,是全面的、完整的和科学的水资源利用模式。

2.3.1.2 充分认识工程对生态系统的影响

各项水资源开发工程,对生态系统产生影响,一般其影响程度与开发程度、工程规模成正比。目前,通过环境影响评价以及其他科学的评估方法,对开发项目的环境影响大多可以进行预测和系统分析,对其影响程度可以有较充分的认识。对于单项水电开发项目,进行环境影响评价,评估工程对生态环境等造成的影响;对于流域梯级水电开发规划,进行规划环境影响评价,评估梯级开发对流域生态系统的整体影响和累计影响,提出环境友好型的开发方案。

2.3.1.3 做好水电开发与环境协调的发展规划

河流流域是由多种资源组成的总体,流域开发规划是一个大的系统规划问题,因此,在研究规划方案时,运用整体系统的观念,既要考虑经济效益和社会效益,又要考虑环境效益和生态效益。水电开发规划必须结合资源综合利用、综合整治,采用工程措施与生物措施相结合,单个工程、梯级开发和上游、中游和下游统一考虑,全面控制流域水土资源,使资源能够高效、长期地维持稳定生产力,使环境保持优良的质量并处于生态平衡的状态。达到河流维持自然过程和人为建设干扰相协调发展的系统平衡,既减免洪、涝、旱、咸灾害,防止水土流失,又保护生物多样性和保持人类持久使用各类自然资源和生态系统。

要做好水电开发与环境协调的发展规划,首先要调查清楚河流天然情况和对人类造成不利的自然灾害情况,有步骤地防治;估计流域水土资源量和可利用的资源量,科学地有计划地开发利用;开展环境影响评价和相关的研究工作,使资源的开发利用,能使生态系统保持良性循环状态;考虑综合开发方式,充分发挥水的多功能作用。

2.3.1.4 实行河流梯级水电开发

梯级水电开发可提高水资源的利用效率,是水能资源可再生利用的直接体现。上游水电站水库调节径流可增大下游所有梯级水电站的保证出力和年发电量;上、下游水库联合调度,可协调发电和其他用水要求的矛盾;上游水电站削减洪峰、蓄存洪量,可提高下游各级水电站的防洪标准,或减小相应的泄洪设施规模;上游电站水库有时可为下游电站缩短初期蓄水时间。梯级连续开发,还可优化安排各级水电站的施工场地、原材料的利用和施工进度,施工期互相搭接施工高峰又互相错开,利用上游水库蓄水时机减少下游电站的施工导流流量,减少施工队伍转移的费用和时间,提高施工设备和场地的利用率,可缩短总体工期,减少总投资。在取得以上效益的同时,还具有减少工程对下游的生态影响,相

对缩短各电站建设期的环境影响时段等环境效益。

2.3.2 环境管理和生态调度

2.3.2.1 加强国家对水电的宏观管理

(1) 加强统一管理。水资源(包括水力资源)的综合开发管理应该是政府行为。我国电力体制改革后,水力资源开发的政府管理职能进一步分散并有弱化的趋势。政府应该加强统一管理职能和力度。

(2) 因地制宜、适度开发。在开发管理中应因地制宜、选择适当的开发目标,对于移民和淹没耕地少,生态影响小的河流,可以提高开发利用率;对于移民和淹没耕地多,生态影响大的河流,可以放弃部分河段的开发。参照多数发达国家的情况,水电资源开发率平均为70%~80%是可行的。

2.3.2.2 加强水电站环境管理

(1) 施工期污染防治措施应包括减少施工占地及恢复措施;施工废、污水治理措施;施工噪声防治措施;施工扬尘控制措施;施工弃土、弃渣防治措施;施工期环境监测措施;施工生态影响防治措施;施工人群健康措施等。施工期环保工作应实施监理制度。

(2) 运行期环境管理应包括环境管理机构设置及管理制度;运行期环保措施的执行,特别是生态保护措施的落实;环保设施正常运行及治理效果管理;运行期环境监测计划的落实;运行期水污染事故的防范和应急处理措施等。

2.3.2.3 实行水电站生态调度

在工程运行调度方案的设计方面,要充分考虑生态保护目标,使工程在发挥其功能和效益的同时,减免对河流生态系统造成较大的影响和破坏。对于已建和在建的工程,已经对生态系统造成影响的,也可以通过调整原有的调度方案,来减缓对河流的生态影响。

(1) 保证下泄合理的生态流量:在水电站调度方案的调整中,首先明确下游需要保护的目标,根据保护目标对生态环境的要求,确定维持下游生态功能不受到损害的下泄水资源量,这一流量即下游生物体赖以生存的环境需水量。水库运行下泄生态基流的措施很多,最经济的方法是设定在一定的发电水头下的电站最低出力值,通过电站引水闸的调节,使发电最低下泄流量不小于下游河道的生态基流。在已运行又没有设计最小下泄生态流量的水库,可采取加装小型发电机组的方式,利用最小生态流量下泄,同时发电而获得一定的经济效益。

(2) 保护库区及下游的水质的调度措施:电站建库以后,库区水流变缓,影响了库区水体的水质,可通过改变水库调度运行方式,在容易发生富营养化的时段,增加下泄流量,加大库区水体的流动速度,缩短库区的换水周期,破坏水体富营养化的形成条件。下泄流量的增加,同时可改善下游河道水体的水质。在调蓄能力较强的水库,可通过蓄丰泄枯,增加枯水期泄放量,提高下游河道水体的自净能力。

(3) 水生生物保护措施:水库调度运行应充分考虑水生生物的生长特性,特别是要结合重点保护目标的生长繁殖习性设计调度方案。例如,三峡水利枢纽工程,下游水文情势的改变对荆江段“四大家鱼”产卵场产生不利影响。针对这一问题,拟采取调整三峡水库的调度方案,在四大家鱼产卵期,制造人造洪峰来诱导繁殖。对于产黏性卵的鱼类,在其繁殖季节,注意控制库区的水位相对稳定。

对于一些水温分层型的水库,运行下泄低温水,对下游河道的水生生物产生不利影响。可根据下游重点保护鱼类的繁殖生长习性,结合取水用途,调整调度运行方案。在有条件的情况下,可采取分层泄水,增加表层水的下泄,以提高

下泄水温。另外,可通过调度方式,改变水库的水温结构类型。

对于水电站泄水导致下游气体过饱和对鱼类的影响,电站泄水淹没出流会避免和减少水体中气体过饱和。水库调度应考虑在防洪安全的条件下,延长泄流时段,降低泄流强度。在有分层泄水设备的水库,可根据保护目标的要求,合理组合泄水,兼顾消能与防止气体过饱和。

(4)对湖泊湿地的保护措施:水电站运行必须考虑对下游湿地的保护,通过运行调度,减缓对湿地的不利影响,并可利用水库的调蓄功能,在枯水季节适当保证下泄流量有利于湿地的生态系统。

2.3.2.4 保证河道内输沙需水量

防止下游河道淤积,要保证一定的输沙水量,计算公式如下

$$W_i = S_i / \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \max(c_{ij})$$

式中: W_i 为输沙用水量, m^3 ; S_i 为多年平均输沙量, m^3 ; c_{ij} 为第 i 年 j 月的月平均含沙量, m^3 ; n 为统计年数。

3 水电建设的环保工作

3.1 水电工程的环境影响评价

3.1.1 环境影响评价制度

1979年,《中华人民共和国环境保护法(试行)》确立了建设项目环境影响评价制度。1986年,国务院环境保护委员会、国家计委、国家经委联合发布了《建设项目环境保护管理办法》,对环境影响评价制度作了比较全面和具体的规定。1998年11月29日国务院发布了《建设项目环境保护管理条例》,重申了环境影响评价制度,明确规定了建设项目环境影响评价的分类管理和环境影响评价的具体内容。2003年9月1日施行的《中华人民共和国环境影响评价法》规定,不仅建设项目要进行环境影响评价,有关的专业规划项目也要进行规划环境影响评价。

对于水电工程建设项目的环评,是对水电站施工中和建成后可能对自然环境与社会环境造成的影响进行预测和估计的工作。根据工程的建设规模和对环境的影响程度,确定环境影响评价的深度。一般情况下,中型和大型水电工程,对环境影响较大,都需要编制环境影响报告书;对于一些小型和规模较小的扩建工程,如果涉及较敏感的环境保护目标,也要编制环境影响报告书;建设规模较小、对环境影响较小的项目,可以编制环境影响报告表。

水电工程环评的目的,是使对环境的有利影响得到合理的发挥和利用,不利影响得到减轻和消除,从环境保护角度论证工程方案,为建设项目的环评提供环境方面的技术依据。

环境影响评价分为两类:①建设项目的环评;②专业规划项目的环评。

3.1.2 环境影响评价的主要内容

按照《建设项目环境保护管理条例》,建设项目环评报告书应包括的内容有:①建设项目概况;②建设项目周围环境现状;③建设项目对环境可能造成影响的分析和预测;④环境保护措施及其经济、技术论证;⑤环境影响经济损益分析;⑥对建设项目实施环境监测的建议;⑦环境影响评价结论。

根据以上对环评报告书内容的规定,环评工作一般包括三部分:环境现状调查;环境影响识别、预测

和评价;环境影响综合评价和结论。

3.1.2.1 环境现状调查

(1)环境概况:调查项目所在地区的气象;水文、泥沙;水温;地形地貌;地质;社会经济;土地;工业、农业及矿产;人群健康;文物与古迹;主要环境问题等。

(2)环境质量现状:调查污染源情况;水环境质量;大气和声环境质量;生态环境现状;以及其他相关环境现状,如土壤环境、景观等,并对环境质量现状进行评价。

3.1.2.2 环境影响识别、预测和评价

在环境现状调查评价的基础上,根据工程特性和地区环境特点,选择环境因子进行环境影响识别,识别出主要环境因子,预测工程对其影响的程度及其变化趋势,在预测的基础上,对其环境影响进行评价,并针对不利影响提出相应消除、减轻或补偿措施。

3.1.2.3 环境影响综合评价和结论

在环境因子预测、评价的基础上,将建设项目对各环境因子产生的影响进行综合评价。强调工程对环境的综合影响,包括对环境的有利影响和不利影响,特别是在采取环保措施后对不利影响的减缓或消除程度,为比较、选择工程方案和项目的评价提供环境依据。

3.1.3 环境影响评价步骤

对于建设项目环评和专业规划环评,一般都包括以下五个步骤。

(1)建设项目环评委托后,评价单位收集河流或河段的相关规划、拟建工程的开发任务、建设条件及工程特性等方面的资料,并进行现场初步勘查。在此基础上制定环评大纲,现在已省略了环境保护行政主管部门对环评大纲的审批,但可以根据建设项目环评特点和区域环境敏感程度等情况,进行环评大纲的技术咨询。

(2)全面调查工程影响区域的环境概况和环境质量现状,可采用资料收集、现场调查和现场监测、遥感技术等,进行公众意见调查。

(3)在现状调查的基础上,识别工程主要环境因子,并对其因子进行影响预测和评价,对不利环境影响提出减免措施,对环保措施的可行性进行分析论证。

(4)进行工程环评综合评价,估算环保费用,进行环境经济损益分析,提出评价结论和下一步设计工作需要研究的问题。

(5)编写环境影响报告书和专题评价报告。

3.2 水电工程的环境监测

3.2.1 监测时段

一般水电工程的环境监测分为三个时段:工程建设前、建设中和运行后。制订环境监测计划,可以按照这三个时段分别定,监测计划要在项目环评的基础上制订。

3.2.2 监测原则

(1)根据工程各时段的特点,制订监测计划。工程建设前的环境监测是作为工程后环境状况变化的背景值;建设中的环境监测是对工程施工期污染源的控制提供依据;运行后的环境监测主要是为了检查环保设施的治理效果,施工结束后环境影响的恢复情况,以及对环评预测结果的检验等。

(2)监测站或采样点的布设要根据各监测期的特点和环境保护要求确定,布点要合理、有代表性。采样方法、监测项目和分析方法,根据有关标准要求并结合工程环评特点确定和实施。

(3) 承担监测任务的单位,应具备相应的监测资质,并能保证监测结果的质量。

(4) 环境监测工作,应作为项目建设单位和业主单位环境保护管理的重要职责和内容。

(5) 环境监测工作紧密结合工程的环境监测工作进行。

3.2.3 监测内容

水电工程的环境监测的重点是水环境监测,包括污染源调查监测、地表水环境质量监测和地下水环境质量监测。水电站工程,根据各工程特点和环境影响特征,监测内容可以不同。

根据水电工程的特点,工程前环境背景值监测主要包括污染源调查、水环境质量监测、大气和声环境质量调查、生态环境调查以及其他环境质量调查。施工期环境监测重点是施工污染源监测、水环境质量监测和水土流失监测。运行期环境监测主要是环保设施治理效果的监测、水环境质量监测等。

3.3 水电工程竣工环境保护验收

3.3.1 环境保护设施的竣工验收制度

我国对环境保护设施建设实行与建设项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度。

1990年9月11日,国家计委发布了《建设项目(工程)竣工验收办法》,其中在竣工验收的要求中提出:环境保护设施、劳动安全卫生设施、消防设施已按设计要求与主体工程同时建成使用。依据这一要求,实行建设项目环境保护设施“三同时”竣工验收,有效地保证了建设项目环保设施的正常运行。

1994年12月31日,国家环保总局发布了《建设项目环境保护设施竣工验收管理规定》,规定了建设项目环境保护设施竣工验收管理的主管部门、竣工验收合格具备的条件、验收的具体程序等内容,有效地指导了建设项目环境保护设施竣工验收工作,对竣工验收阶段的环境保护管理,确保“三同时”制度的顺利实施,起到了重要的作用。

1998年11月29日国务院发布的《建设项目环境保护管理条例》第三章“环境保护设施建设”中的主要内容,就是关于建设项目的环境保护设计和环保设施竣工验收的有关规定和要求。该条例为建设项目的竣工环保验收管理制度化,提供了充足的法律依据。

为更好地贯彻落实《建设项目环境保护管理条例》,2000年2月22日,国家环保总局发布了《关于建设项目环境保护设施竣工验收监测管理有关问题的通知》,同时将《建设项目环境保护设施竣工验收监测技术要求(试行)》作为附件发布,规定了验收监测方案的要求和内容、验收监测报告的要求、内容和验收监测表的格式等。从2004年开始各行业的工程竣工环境保护验收的相关技术规范,陆续发布,成为各行业建设项目竣工环境保护验收的技术指导性标准。

按照项目的分类管理,对编制环境影响报告书的建设项目,要编制建设项目竣工环境保护验收调查报告;对编制环境影响报告表的建设项目,要编制建设项目竣工环境保护验收调查表。

3.3.2 工程竣工环境保护验收工作程序

验收调查工作可分为调查准备阶段、实施方案编制阶段、现场详细调查阶段、调查报告编制阶段四个阶段。

(1) 调查准备阶段:收集工程的基础信息和资料,了解和研读建设项目环境影响评价文件和环境影响审批文件,初

步调查建设项目工程概况和配套环保设施运行情况、项目所在区域基本情况和环境敏感目标的变化情况,为调查实施方案的编制提供基础资料。

(2) 编制实施方案阶段:制定现场调查实施方案,确定验收调查执行标准、调查时段、调查范围、调查内容和重点、采用的技术手段和方法,编制验收调查实施方案文本,并上报环境保护主管部门审批。

(3) 现场详细调查阶段:根据验收调查实施方案进行现场调查,主要调查工程建设期和运行期的实际环境影响,环境影响评价文件、环境影响审批文件和初步设计文件提出的环保措施落实情况,环保设施运行情况及治理效果,环境影响审批文件有关要求的执行情况。

(4) 编制调查报告阶段:对现场调查的结果和资料进行整理、分析和论证,针对调查中发现的尚未达到环境保护验收要求的问题和环保措施欠缺的方面,提出整改和补救措施,明确验收调查的结论,编制验收调查报告文本,并上报环境保护主管部门审批。

3.3.3 工程竣工环境保护验收主要调查内容

3.3.3.1 工程调查

(1) 工程概况:以简练文字介绍工程概况调查结果,主要包括:建设项目的地理位置、工程的设计标准、工程规模及占地范围。工程构成及特性参数、建筑物等级;主体工程量,包括土石方开挖量和填筑量;混凝土浇筑量;金属结构安装;固结灌浆,帷幕灌浆;钢筋,钢材,水泥等用材数量等。工程运行方式,主要是工程的调度、运行特点、设计效益与运行效益等。工程移民拆迁安置情况,迁移的人口,拆除的房屋,搬迁单位和设施等,移民补偿的资金情况,移民安置方式及安置区的情况等。工程总投资和环保投资等。

(2) 项目建设过程:包括项目立项和建设过程,工程前期立项、可行性和环境评价的过程,项目立项时间和审批部门;可行性研究完成及批复时间;环评完成及批复时间;初步设计完成及批复时间;工程开工建设时间;环保设施设计单位和施工单位;投入初期运行的时间等。

(3) 工程变更情况:分项介绍工程建设过程中发生的设计变更及实施情况的调查结果,并分析工程变更对环境的影响。

(4) 工程运行情况:根据对工程运行调查的结果,给出工程运用方式,工程运行、调度过程,实际运行资料,运行效益等。

3.3.3.2 工程环境影响报告书及审批回顾

与调查实施方案有关章节的内容类似,主要包括:工程环境影响评价的主要内容及结论;环境影响报告书的批复意见;环境影响评价的环保措施和环保设计等内容。

3.3.3.3 工程环保措施及其效果调查

(1) 设计阶段:设计阶段针对生态影响、污染影响和社会影响所采取的环保措施设计方案,评述对环境影响评价文件和环境保护审批文件提出的环保措施的落实情况。

(2) 工程施工期:施工占地影响的减缓措施;工程弃土弃渣的防治措施;施工期水环境保护措施;施工期大气环境保护措施;施工期声环境保护措施;施工人群安全与健康保护措施;施工期环境监测;施工期污染事故及处理措施调查。

(3) 工程运行期:库底清理环保措施;水库初期蓄水减少对下游河道影响的环境保护措施;工程运行情况及环保措施;环保设施运行情况;迹地恢复措施及其效果;工程运行期环境管理;运行期环境监测;运行期污染事故及应对措

施效果。

3.3.3.4 生态影响调查与分析

(1) 自然生态影响调查与分析：工程前后项目影响区域内陆生生物和水生生物的变化情况，工程的实施对陆生动植物和水生生物的影响，采取相应的环保措施后的减缓效果，对环境影响评价文件和环境保护审批文件提出的环保措施的执行落实情况。工程造成的地貌影响及保护措施分析。生态敏感目标的对策和减缓措施及其效果分析。

(2) 农业生态调查与分析：工程占地的情况，占用耕地特别是基本农田的情况，占地面积、位置和用途，采取的恢复措施和恢复效果。工程影响区域对农业水利设施、灌溉系统保护措施及效果。采取节约用地、土地资源保护措施、耕地恢复措施后，对当地农业生态的影响。

(3) 工程水土流失影响及水土保持措施分析：结合工程水土保持方案和设计，对工程水土保持措施的落实情况进行调查，并对其水土保持效果进行分析。如果工程水土保持专题已进行验收，可将水土保持专题验收成果直接采纳。

(4) 植物样方调查或水生生物调查结果分析：根据实际调查内容，统计分析调查结果。将调查结果与工程前的调查结果或相关标准进行对比分析，明确陆生生物和水生生物变化情况，并分析变化的原因，将工程影响与其他影响分开。评估工程建设前后对环境敏感目标的影响及影响程度。

3.3.3.5 环境监测情况及结果分析

(1) 水污染源和水环境质量监测：按照实施方案中的监测内容进行监测，对其中发生变化的监测断面和点位、监测项目、采样时间和频次等予以说明。分别给出水污染源和水环境质量监测数据。

(2) 监测结果达标情况分析：按照验收执行的相应标准进行评价，明确达标情况，并分析未达标的原因。评估工程污染源对水环境敏感目标的影响程度，对水环境质量的影响范围和程度，分析污染源对水环境质量特别是对水库水质的影响。利用验收监测结果，结合已有的工程前监测结果、工程施工期监测结果、工程运行期监测结果，对照水域功能区划，对工程各阶段对水环境的影响进行评价。综合分析工程对水环境的影响，水环境质量的变化情况，以及水环境质量变化趋势等。评述污水处理施工工艺的有效性，是否满足污染物排放总量控制要求。

3.3.3.6 社会环境影响调查与分析

(1) 移民环境影响调查：移民安置区的环保措施及其效果；分析移民安置存在的潜在环境问题，是否有使环境恶化的趋势。

(2) 文物古迹影响调查：工程区内文物古迹的保护级别，数量或面积，与本项目的关系。评述文物古迹的保护措施，处理和保护具体情况，措施的效果。

(3) 工程对社会经济的影响分析：根据工程前后区域社会经济调查结果，分析工程运行发挥的经济效益和社会效益，对区域经济的促进作用和积极的社会意义。

(4) 公众意见调查。

3.3.3.7 调查结论与建议

根据工程环境影响的调查结果，从技术上论证工程是否符合建设项目竣工环境保护验收条件。概括说明工程建设的主要环境问题，环保措施的有效性，根据调查分析结果，客观、明确地给出以下之一验收调查结论：①建议通过竣工环境保护验收。②建议通过竣工环境保护验收、限期整改，并通过有关环保行政主管部门的认可。③建议整改后再进行竣

工环境保护验收。

针对存在的主要环境问题，提出环境整改建议。

4 水库移民及淹没处理

4.1 水库移民安置

4.1.1 水库移民概况

建设大坝将不可避免地淹没部分耕地和搬迁安置库区的居民。中国在过去 50 年的发展中，由于修筑大坝而淹没耕地 150 多万 hm^2 ，搬迁安置水库移民 1200 多万人（目前已自然繁衍到 1700 多万人）。

我国部分大、中型水电站和枢纽工程的移民情况见表 1.3-2。由表可见，移民的规模和影响都是相当可观的。

表 1.3-2 我国部分水电站和水利枢纽工程移民情况

工程名称	总库容 (亿 m^3)	淹没影响耕地 (亩)	移民人数 (人)	补偿投资 (万元)
三峡水利枢纽	393	257 400	112.3 万	1 850 000
五强溪水电站	29.9	44 566	120 407	151 000
二滩水电站	58	23 899	42 215	170 704
莲花水电站	41.8	110 512	40 725	100 233.4
李家峡水电站	17.5	6834	4206	9219
大峡水电站	0.9	4766	4818 (生产安置)	8500
万家寨水利枢纽	8.96	3753	5326	43 836
江垵水利枢纽	18.55	14 043	16 317	44 718
小浪底水利枢纽	125.5	200 700	18.97 万	903 000
岩滩水电站	33.5	47 100	36 435	
隔河岩水电站	31.2	3019	29 224	59 400
刘家峡水电站	61.2	77 700	32 639	2475

我国的水库移民工作，可以分为两个阶段：

(1) 1978 年实行改革开放以前。这一时期水库移民工作，由于缺乏经验，对移民安置工作的复杂性认识不足，在一些建设项目中存在着重工程建设、轻移民安置的现象，表现在水库移民安置规划单一，使部分水库移民在搬迁安置后，存在着生产和生活基础设施不完善等方面的一些遗留问题。政府在发现这些问题以后，迅速采取后期扶持政策，通过每年安排资金来逐步解决这些遗留问题。

(2) 1979 年中国实行改革开放以后。中国建成了葛洲坝、龙羊峡、乌江渡、隔河岩、水口、五强溪、二滩、东风、桃林口、飞来峡等 70 多个大中型水库大坝，长江三峡工程和黄河小浪底工程等大型项目也先后开工，已搬迁安置和即将搬迁的水库移民约 250 多万人。其中三峡工程移民将达 110 多万人，小浪底工程移民 18.96 万人。在此期间，不但工程建设进展顺利，而且水库移民也均得到了妥善的安置。

水利工程移民具有以下基本特征：一是被动性，移民范围决定于工程建设需要，不以移民本身的意志为转移；二是具有很强的时限性；三是大部分移民适于就近安置，具有区域性；四是应获得适当补偿。为了做好移民安置工作，需要正确处理好移民补偿与移民就业保障的关系、移民安置与生态环境保护的关系、移民迁建与经济社会发展的关系、移民搬迁与教育发展的关系、移民与推进城镇化的关系等。

4.1.2 移民安置

水库移民属于非自愿移民，应受到社会的尊重和支持，

移民的一切权益应受到保障。世界各国和国际金融组织对非自愿移民的安置工作非常重视,旨在移民得到妥善安置,保持其搬迁前的生活水平,并有所提高和发展。各国根据本国的情况,因地制宜,以各种方式进行移民安置,使移民安居乐业,长治久安。

4.1.2.1 移民安置现行政策

中国水库移民的政策总的目标是,根据中国的国情,在修建大坝时尽可能避免或减少移民。在不可避免需要搬迁移民时,本着对移民负责到底的精神,做到一切从移民的根本利益出发,以科学的态度按经济规律办事。正确处理大坝建设与移民安置的关系,正确处理国家、集体和移民三者的利益关系,依法进行搬迁、安置移民;坚持开发性移民方针,扶持移民发展生产,使移民生产和生活达到或超过原有水平。通过有效安置移民,实现水资源的可持续开发利用与人口、资源、环境的协调发展。

中国的水库移民政策主要分为搬迁安置政策和后期扶持政策两大部分。

(1) 搬迁安置政策:水库移民的搬迁安置包括政府负责、社会动员、经济补偿、协调发展、优惠照顾、多方支援等各项政策。

1) 将水库移民工作作为政府行为,移民搬迁安置由地方政府负责组织实施,各级政府责任明确,安置移民各负其责。

2) 社会动员和参与协商,国家建设大坝,主要目的是为了抗御洪水、减少灾害损失,开发利用水能资源,为广大人民群众创造更好的生存和发展的条件。各级政府和有关部门通过广泛的社会宣传和思想动员工作,向水库移民讲清楚建设大坝的重要作用和意义;同时也要使移民知道,国家通过制定有关政策对他们实施搬迁安置,将会改善他们的生产条件和生活环境,为他们创造新的发展机会,使移民正确处理个人与国家利益的关系,从而使移民搬迁工作得到广大移民的理解和支持。

3) 经济补偿,以移民原有财产和经济活动情况为基础,以恢复移民原有生活水平为目标,按照移民安置规划对移民进行合理的补偿,保证移民搬得出、安得下、能发展。

4) 协调发展,移民安置充分考虑社区重建所必须的社会、资源、环境等要求,以环境容量为依据,实行集中安置与分散安置相结合的办法,妥善安置移民,使移民安置区经济社会与人口、资源、环境协调发展。

5) 优惠待遇,为妥善安置水库移民的生产和生活,国家和各级地方政府在其职权范围内,在有关方面给移民优惠待遇,如减免房屋建设、宅基地使用、农业生产恢复期的税负,以及在土地划拨、粮食供应、电价优惠、优先就业等方面给移民以优惠。

6) 多方支援,这是指动员社会各种力量帮助移民安置,如有关政府部门、企业等帮助移民搬迁运输,有关社会组织帮助妇女儿童及残疾人,各行各业向移民安置区投资办企业、支援移民发展经济等活动。例如在三峡工程的移民安置中,中央政府还制定并组织实施了较发达的省、市对口支援三峡库区各县(市)的政策。

(2) 后期扶持政策:后期扶持的政策既体现了中国政府对移民负责到底的精神,也体现了移民分享工程效益的原则。国家在大坝建设过程中对水库移民实施安置后,再实行后期扶持政策,所需资金从以下几方面解决:①各级政府财政拨款,主要是用于改善移民安置区的交通、电力、水利、教育、通信、医疗的公共基础设施建设和发展生产的投资;②库

区维护基金,1981年由国家财政部等部委颁布设立,从有关的水力发电站的发电效益中每千瓦时提取1厘钱,主要用于库区维护和解决移民安置遗留的问题;③库区建设基金,1986年由国务院决定从该年以前建成的水力发电站效益中每千瓦时提取4厘钱,设立库区建设基金,主要用于解决1986年以前建成的水库移民遗留问题和扶持移民发展生产;④后期扶持基金,1996年由国家财政部等部委决定设立,资金来源从水力发电站的效益中提取,提取标准每千瓦时最多不超过5厘钱,主要用于扶持1986年以后建成的水库移民发展生产和解决遗留问题,每人每年扶持250~400元人民币。

据不完全统计,近几年全国各地每年用于水库移民的后期扶持资金达17.6亿元,平均每个移民每年得到的扶持资金110元。通过实行后期扶持,广大水库移民的生产能力和生活水平得到了迅速恢复和提高。

4.1.2.2 移民安置补偿

1991年2月国务院颁布的《大中型水利水电工程建设征地补偿和移民安置条例》,这是由《土地法》授权,水利水电行业根据本行业的特点,在总结历史上移民安置经验的基础上制定的。由于条例中关于水库淹没地上附着物,如房屋、林木、坟墓、厕所、水井等,因各地区差别很大,国家难以制定一个统一的赔偿标准,国务院授权由地方政府制定,因此,专用法规既有中央的,也有与之配套的地方法规。

目前,中国的经济体制已由传统的计划经济向社会主义市场经济转轨,《中华人民共和国土地法》已经由全国人大常委会修订通过并颁布于1999年1月1日实施。修订的《土地法》对土地的保护、征用提出更严格的规定,并提高了征地补偿标准。与此相对应的《大中型水利水电工程建设征地补偿和移民安置条例》也是在计划经济体制时期制定的,其中的征地补偿标准、移民安置补助标准以及有关条款已经不能适应当前的需要,必须对原条例进行修订,国务院已责成有关部委对该条例进行研究修订。

另外,在水利水电行业专用法规中还有水利部和原电力部颁发的一些法规,如《水利水电工程水库淹没处理设计规范》、《水库淹没实物指标调查细则》、《水库库底清理办法》等。当前正在编制的《水库移民安置规划编制规程》、《水库淹没处理补偿投资概算编制规定》等,这些法规颁布后,水库移民的前期工作和实施工作可以进一步的完善和规范化管理。

与水库移民安置有关的其他行业法规也很多。如城镇建设、铁路、公路、电力、邮电、文物、环境保护、草原、森林、矿产资源等行业的法规,以及财政、税务、物价等部门颁布的法规,只要与移民安置有关的都要参照执行。

4.1.2.3 水库移民的安置方式

我国政府实施水库移民安置的过程中,根据自然条件、政治经济条件、社会条件以及地域条件等,结合各地的实际情况,积极探索,因地制宜地采取不同方式妥善安置移民,取得了良好的效果。归纳水库移民的安置模式,主要有以下几种。

(1) 坚持以土地为本,以农为主,实行集中安置与分散安置相结合,称为大农业模式。这种安置模式适合社会经济发展水平不高、商品经济欠发达、人口密度不大、以农业生产为主的中西部及中国北方地区。这种大农业安置模式,主要是通过调剂土地、开发荒地、滩涂等手段,为移民提供一份能够满足生存与发展的耕地。

(2) 以小城镇安置为主，加速乡村城镇化。这种方式适合于社会经济发展水平较高、商品经济较发达、区域人均耕地较少的东南沿海地区。通过开发、建设小城镇，实行集中安置移民，并大力发展二、三产业辅以优质、高产、高效农业的生产方式解决城镇移民的就业问题。

(3) 成建制外迁到具备生存与发展条件的地区。这种模式适合于生存环境恶劣、生产发展条件极差的地区。

(4) 混合型安置。这种安置方式主要考虑水库移民自身条件和安置区的实际情况，分别采取农业、非农业、自谋出路和其他安置方式。

4.2 水库库底清理及库区防护工程

水库蓄水之前，对淹没范围内地面上原有的建筑物、构筑物、设施、漂浮物、障碍物、污染源、传染源、林木等植物采取的清理措施。目的是防止水库水质污染，保证水电工程安全运行，保护库周及下游区域的人群健康，为水库的综合利用开发创造条件。

4.2.1 清理范围

水库清理范围，根据水库的运用方式和库区综合利用发展的要求来确定。通常可分为一般清理和特殊清理两部分。一般清理范围包括水库正常蓄水位以下库底所有地域，对正常蓄水位至死水位以下 2m 的范围内，对各种建筑物和林木的清理标准适当提高。特殊清理，或称专项清理，其清理范围要根据各项事业利用水库的规划设计，划定需要清理的地段或地带。

4.2.2 清理对象及措施

库区清理的内容和措施如下。

4.2.2.1 居民搬迁期限和建筑物拆除清理

对库区居民要限期迁出，一般要求移民迁出与清理在蓄水前三个月完成，对居民点地面上的一切建筑物、构筑物及各项设施予以拆除，推倒摊平或炸除。对水井、地窖、矿井及地下建筑物等需要填塞和封堵。

4.2.2.2 卫生清理

对人畜进行防疫。对库区污染物如粪便污泥、污水、生活垃圾、尸体、有毒化学品、工业废物、废放射性源等进行消毒处理或无害化处理，特别是对污染源，如含有病菌、病毒及有毒元素的工矿企业；医院；兽医站；屠宰场；厕所；畜圈；坟墓以及被污染的土壤等采取清除、消毒、集贮、覆盖等措施。对人、畜患传染病死亡的葬地，要严格消毒或无害化处理。对传染病流行区，需要在疫源地如对水深小于 1.5m 的浅水区可能形成钉螺、孑孓等，采取工程技术措施或化学药物清除媒介生物及其生存条件。

4.2.2.3 固体废物清理

(1) 工业固废：工业固废如符合下列条件之一，应予以清理：

1) 其浸出液中一种或一种以上的有害成分浓度大于或等于表 1.3-3 种所列指标的工业固废。

表 1.3-3 库底工业固废清理与污染土壤清理鉴别标准

mg/L					
项目	浸出液浓度	项目	浸出液浓度	项目	浸出液浓度
化学需氧量 COD	60	氟化物	10	六价铬	0.5
氨氮	15	有机磷农药 (以 P 计)	不得检出	总砷	0.5

续表

项目	浸出液浓度	项目	浸出液浓度	项目	浸出液浓度
总磷(以 P 计)	0.5	总汞	0.05	总铅	1.0
石油类	10	烷基汞	不得检出	总镉	1.0
挥发酚	0.5	总镉	0.1	总锰	2.0
总氰化物	0.5	总铬	1.5		

2) 工业污水收集和处理设施中的污泥。

3) 化工、化肥、农药、燃料、油气、石油以及电镀、金属表面处理等生产、销售企业的生产车间、仓库的建筑物、生产设备、原材料及包装物等。

(2) 生活垃圾：堆存的生活垃圾如符合下述鉴别指标之一，应予以清理：

1) 废弃塑料重量含量大于或等于 0.5%。

2) 有机物重量含量大于或等于 10%。

4.2.2.4 危险品清理

(1) 医疗卫生机构、医药商店、化学实验室等产生的各种医疗废物，应予以清理。

(2) 电镀污泥、废酸、废碱、废矿物油等以及列入《国家危险废物名录》的各种废物及其包装物，应予以清理。

(3) 废放射源及含放射性同位素的固体废弃物，应予以清理。

4.2.2.5 林地清理

对森林、疏林、薪柴林、经济林以及其他林木进行采伐、清理并清运出库区，包括枝叶。注意对一些重点保护的珍稀植物和古树名木，采取异地移植的方式加以保护。一般移植到库外适宜其生长的地方，也可在种植地设置人工珍稀植物保护区进行专门保护。

目前，为了区域生态的保护，对于水库淹没的林地，采取异地恢复的措施，做到林地占补平衡。

4.2.2.6 其他清理

其他清理包括秸秆的焚烧、旧房残料和漂浮物的清除或焚化等。

4.2.3 库区防护工程

水库库区防护工程是水库淹没影响的区域内村镇、耕地和各种设施免受蓄水影响的任务，同时提高防护范围内的抗洪、防涝能力。

防护工程主要包括：库区边坡防护以及不稳定库岸的防护；城镇、村子的防护堤加固、取水设施和排涝泵站建设；涵闸的改造和加固；农田防护；企业设施和码头等的改建或加固等。

库区防护工程要求在水库蓄水前全部完成，并通过工程验收。

4.3 库区综合开发

水库运行后，利用水库水域、水体、消落带以及库周的自然资源，在保证水库设计功能的前提下，发展除水库设计功能以外的多种经营。水库综合开发的资源条件，主要是库区的水土资源、林业资源、景观资源等。开发应注意根据水库的功能有计划、因地制宜和适度。开发内容主要包括：种植业、养殖业、航运和水运业、畜牧业以及观光旅游业等。

4.3.1 水库水体的综合利用

(1) 水生养殖业：水库形成后，水体流速减缓，透明度增加，表层水温升高，浮游动植物生物量增加，为渔业、水禽和水生植物种植业的发展提供了条件。但应注意，养殖要

在水库水质保护和生态保护的前提下开展,因此,养殖业要合理利用食物链,适度开发,合理搭配。

(2) 发展航运和水运:水库为库区的航运提供了有利条件,可发展开放式航运和封闭式航运。开放式航运是库区与上、下游连通;封闭式是库区内航运或水陆联运。水运主要是水上过木运输等。

(3) 发展水上旅游和水上运动:利用库区的湖光山色,人工景观和自然景观等开展水上旅游。还可开展水上体育运动训练和比赛等。但也应在保护水库运行安全和库区水质的前提下开展。

4.3.2 水库消落带的开发利用

库区消落带可分为四个区:

(1) 水库正常蓄水位与死水位之间的消落区。根据水库

调度运行方式,库区土地出露的周期变化规律和持续时间,以及地形、土壤、小气候和种植物品种等条件,进行适度种植业开发。

(2) 正常蓄水位以上至土地征用线之间的临时淹没区。这一区域的土地,在每年的非汛期均露于地面,在汛期受洪水短期淹没,可种植喜水作物及耐水性强的高秆作物。

(3) 高于库水位以上的孤岛区和浸没区。可开发垦植,种植耐碱性喜水的树木或农作物,也可开垦成水田或鱼池。

4.3.3 库岸坡地的开发利用

水库周边的坡地,特别是大于 25° 的陡坡,不宜开垦种植,可根据具体条件植树、植草,营造水源涵养林、经济林、用材林、薪柴林、灌木林及草场。有利于库岸的稳定和库区生态的保护。



第4章 水电工程勘测设计

1 水电开发的阶段与勘测设计

水电工程的前期工作和建设程序一般分为：水力资源普查（复查），河流（段）规划，工程项目的预可行性研究、可行性研究、招标设计和施工详图设计，以及工程项目的施工准备、建设实施、生产准备和竣工验收等阶段。各阶段都与勘测设计有关，除工程项目的施工准备、建设实施、生产准备和竣工验收等阶段为配合与服务外，其他阶段为勘测设计的主要工作。

1.1 水力资源普查（复查）

1.1.1 水力资源普查（复查）

水力资源是能源重要组成部分。国家为通过水电工程合理开发利用所拥有的水力资源，首先应做好水力资源普查工作，掌握各河川所蕴藏水能的资源量及可开发情况。

水力资源一般分三级统计，即：理论蕴藏量、技术可开发量、经济可开发量。其计算方法及统计范围世界各国不尽相同，不同时期也可能不一样。

(1) 理论蕴藏量。按理论公式计算的河川水体蕴有的位能。计算理论蕴藏量的公式中，均假定通过河流的水量和计算河段的水位差全被利用，并假定能量转换效率为1。世界各国，有的按地面径流量和高差计算；有的则按降水量和地面高差计算。中国把一条河流分成河段，按通过河段的多年平均年径流量及其上下游两端的水位差，用式(1.4-1)计算河段的理论蕴藏量，式(1.4-2)是理论蕴藏量用平均功率表示的形式，即

$$E = 0.002\,725WH \quad (1.4-1)$$

$$P = E/8760 = 9.81QH \quad (1.4-2)$$

式中：E为按多年平均年发电量计算的理论蕴藏量，kW·h/a；W为河段两端多年平均年径流量的均值，m³；H为河段两端水位的高程差，m；P为按平均功率表示的理论蕴藏量，kW；Q为通过河段的多年平均流量，m³/s。

一条河流、一个水系或一个地区的水能资源理论蕴藏量是其范围内各河段理论蕴藏量的总和。

(2) 技术可开发量。按当前技术水平可开发利用的水能资源。根据各河流的水文、地形、地质、水库淹没损失等条件，经初步规划拟定可能开发的水电站，统计这些水电站的装机容量和多年平均年发电量，称为技术可开发量。按技术可开发量统计的多年平均年发电量比理论蕴藏量少得多。差别在于，计算技术可开发量时，有3点不同于计算理论蕴藏量，即：①不包括不宜开发河段的资源；②对可开发河段，考虑了因水库调节能力的限制、库水位变动和引水系统输水过程中的损失等因素，致使部分水量和水头没被利用；③采用实际可能的能量转换效率， $\eta < 1.0$ 。由于技术可开发量随技术水平和社会、环境等条件的发展而变化，故技术可开发量的数量也随时间发展而有所变化。

(3) 经济可开发量。根据地区经济发展要求，经与其他能源发电分析比较后，对认为经济上有利的可开发水电站，按其装机容量和多年平均年发电量进行统计。经济可开发水

电站是从技术可开发水电站群中筛选出来的，故其数值小于技术可开发量。经济可开发资源与社会经济条件、各类电源相对经济性等情况有关，故其数量不断有所调整。

水力资源普查采用实地查勘与室内计算、估算相结合的方式，工作量巨大，需要先进的装备和技术支持。中国水力资源普查，随着详细地形、径流等基础资料的逐步积累，以及对河流水电规划设计工作的不断推进，精度逐步提高。

1.1.2 我国水力资源普查（复查）情况

中国多次对水能资源进行计算和统计，其中主要有三次普查和一次复查，情况如下：

(1) 1943~1944年，原国民党政府资源委员会水力发电勘测总队估算过水能资源。其基本方法是分河段列表计算河流水能蕴藏量。采用的计算式是

$$P = 9.81\eta QH \quad (1.4-3)$$

式中：P为功率，kW； η 为效率；Q为流量，m³/s；H为落差，m。

统计结果：按平均流量计算的水力资源为2.32亿kW，按95%保证率流量计算的水力资源为7460万kW。这次统计是个偏小的数据。当时统计范围未包括台湾、新疆和西藏，支流和中小河流遗漏较多，高程3000m以上的河段都没有统计。

1946~1947年，当时的主管部门又用公式 $N = 8.35QH$ 对当时可能开发的水电站进行计算和统计，统计结果全国水能资源蕴藏量为1.49亿kW，这个指标相当于“技术可开发资源”，但计算精度不高，统计结果也偏小。

(2) 1955年，原水力发电建设总局比较全面、正规地估算了全国的水能资源理论蕴藏量。这是中华人民共和国成立后的第一次水力资源普查。采用了当时苏联科学院建议的分河段计算方法，计算式为

$$P = 9.8[(Q_1 + Q_2)/2]H \quad (1.4-4)$$

式中：P为某一河段的水能功率，kW； Q_1 、 Q_2 为分别为通过河段上游断面和下游断面的多年平均流量，m³/s；H为两端断面水面高程差，m。

当年估算出全国河川蕴藏的理论蕴藏量为5.4451亿kW，相应理论年电量4.77万亿kW·h。以流域分，长江流域干支流占全国资源量的40%；以地区分，西南四省区（四川、云南、贵州、西藏）占全国的72%。

1958年，水力发电建设总局又补充和修正了1955年的统计结果。全国（包括台湾）理论蕴藏量由5.4451亿kW增加到5.8326亿kW，相应年电量5.11万亿kW·h。

(3) 1977~1980年，水利水电建设总局又组织各地水利水电勘测设计单位进行了全国范围的水力资源普查。这次普查统一了计算方法和技术规范，明确了普查范围（必须统计水能资源理论蕴藏量1万kW以上的河流，部分省还统计了一些水能资源理论蕴藏量1万kW以下的河流），但未统计经济可开发量。普查结果，全国水能资源理论蕴藏量为6.76亿kW，相应理论年电量59222亿kW·h；技术可开发量为3.7853亿kW，相应年电量19233亿kW·h。

(4) 2001~2003年,水电水利规划设计总院受国家委托,组织各省、区、市有关部门、单位对我国水力资源进行了全面复查。复查期间,水电规划总院曾组团到台湾,取得了台湾地区的水力资源普查资料;水利部又组织力量对农村水电资源进行了补充复查。

本次水力资源复查增加了经济可开发量统计,资料统计截止时间为2001年12月31日。这次复查结果,全国水力资源理论蕴藏量为6.94亿kW,年理论电量6.08万亿kW·h;技术可开发装机容量为5.42亿kW,技术可开发年发电量为2.47万亿kW·h;经济可开发装机容量为4.02亿kW,经济可开发年发电量为1.75万亿kW·h。

1.2 河流(段)规划

1.2.1 河流规划的内容与要求

河流规划是为合理利用水资源,制定治理开发方案的设计研究工作。它是指在一条河流所处的地域范围内,根据各类能源资源分布、社会经济发展及各部门用水需求等情况,确定合理的河流水资源综合利用方案。河流规划包括对发电、航运、防洪、工农业和生活用水、养殖、旅游等方面的规划。

河流规划以一条河流为对象,或是干流,或是一条支流。如果干支流所在地域的社会、经济发展对水资源的开发利用都有较大要求,且规划所要求的社会、经济发展条件和各种自然资源都基本具备,这些干支流应一起进行规划,或对全水系进行规划。如果河流较长,其上、中、下游各个河段所在地域的社会、经济发展对河流水资源的开发利用要求,在时间上相距很远,并且上下游、干支流各自规划对河流整体规划影响不大时,也可以分河段进行规划。

(1) 规划内容。包括:①根据河流特点及国民经济发展要求,提出河流水资源开发目标:开发任务、利用程度(如水能开发规模、供水规模、河段防洪标准、通航标准和灌溉发展面积等)及各利用部门的主次关系;②选择河流梯级方案:梯级组成、上下游工程之间的水位衔接、各工程的开发方式及其所承担的水资源利用任务等;③梯级内各工程的开发时序;④河流开发前后的环境条件变化及其评价。

(2) 规划原则。规划中要正确处理需要与可能、近期与远景、整体与局部、干流与支流、上游与下游、资源利用与环境保护的关系。以国民经济效益最大或在满足同等效益前提下总费用最小为目标,并考虑各种非经济因素,确定规划方案。规划中,还要注意协调解决水资源各利用部门的要求和有关地区的权益。

(3) 规划基础资料。包括:①规划范围内的自然条件,如水文、地形、地质、交通、气象、环境等;②地区国民经济现状、发展规划和水资源利用各部门对本河流开发治理的要求;③水资源各利用部门采取其他工程或非工程替代措施的可能性及相应的代价;④制约条件,如某些河段不允许淹没的最高水位、跨流域引水的最大水量、河段或河口的最小流量等。

(4) 规划方法与步骤。采用多方案技术经济比较的规划方法。其工作步骤为:①根据基础资料初定水资源利用各部门的目标。②根据初定目标结合河流自然条件拟定若干个梯级比较方案。在拟定比较方案时,要考虑各方案协调各部门和上下游要求的可能性、与地区经济发展的适应性和工程设施在技术上的可行性等。③对各梯级方案分别进行径流调节计算、调洪计算、系统电力电量平衡等计算,分析各方案对水资源利用各部门要求的满足程度和相应的效益。④对各梯

级开发方案进行工程布置研究并计算工程量及所需投资。⑤对淹没影响大、移民多的水库工程还要研究移民可行性和相应费用。⑥对梯级方案间效益的差别要考虑采用工程或非工程替代措施,并计算其相应费用或损失。⑦分析各方案对环境的有利、不利影响。⑧进行各方案的技术经济比较,据上述规划原则选择梯级方案。⑨与国民经济发展过程相适应,并通过经济比较选定梯级方案内各工程的开发时序,有时工程开发时序和梯级方案同时选定。

1.2.2 规划报告的编制

(1) 在规划阶段,常规水电站应编写河流(河段)水电规划报告,抽水蓄能电站应编写选点规划报告。常规水电站的河流(河段)水电规划应根据国民经济和社会发展长远规划、流域综合规划、区域综合规划、专业规划,按照国家产业政策和国家有关投资建设方针进行编制,是对拟进行建设水电项目的初步技术论证工作,应在全国水力资源普(复)查成果基础上开展工作。抽水蓄能电站选点规划一般以省(直辖市、自治区)为规划范围,可在省(直辖市、自治区)内普查的基础上挑选若干座抽水蓄能电站开展选点规划工作。

(2) 河流(河段)水电规划报告应按照《河流水电规划编制规程》编制,抽水蓄能电站选点规划报告应按照《抽水蓄能电站选点规划报告编制规程》编制。无论是河流(河段)水电规划报告,还是抽水蓄能电站选点规划报告,均应推荐开发顺序和首选工程(或第一批工程)。

(3) 规划报告编制一般由政府委托有相应资格的勘测设计单位承担;并按国家现行规定权限向主管部门(水电水利规划设计总院)申报审批。规划报告被批准后,由政府向社会公布,若有投资建设意向,应及时组建项目法人筹备机构,开展下一建设程序工作。

1.2.3 水电基地概述和简介

水电基地是我国水力资源丰富、开发条件优越、可以规模性开发大中型水电站群的河流(河段)或地区的一种专称。

中国水力资源丰富,主要分布于西部地区一些大江大河的干流及其主要支流,可以建设一系列规模巨大的梯级水电站,除向当地提供能源和电力外,还可向东部缺能地区远距离送电;中、东部地区也有一些地方水力资源相对较丰富,有条件建设一批大中型水电站,作为当地电力系统的重要电源。

1979年,电力工业部根据中国水力资源的分布情况、开发条件和国民经济发展的需要,从水电开发战略角度出发,提出集中建设金沙江、雅鲁江、大渡河、乌江、长江上游、南盘江红水河、澜沧江、黄河上游、湘西、闽浙赣等10个大型水电基地的设想方案,编写了《十大水电基地开发设想》。1989年,能源部水利部水利水电规划设计总院根据实际情况,增加了东北及黄河北干流两个水电基地,编印了《十二大水电基地》。1994年,又根据新的河流规划和勘测设计成果,补充、修正了12大水电基地的规模和开发情况,并刊印于《中国大中型水电站规划图集》。1994年以后,全国各水电勘测设计单位在规划和设计方面又做了大量工作。进一步补充修正了十二大水电基地的总规模和已建、在建情况。近几年以来,怒江的水电开发引起了大家的重视,河流水电规划和相应的流域环境影响评价等工作正在开展之中,业内人士已就怒江水电站是十二大电基地以外的又一个水电基地达成共识。十三大水电基地的总装机规模为250 281.2MW,年发电量10 799.14亿kW·h,占中国技术

可开发水能资源一半以上，到目前为止，已建和在建水电站的总装机容量为 115 460.7MW，年发电量 5107.94 亿 kW·h，分别占总规模的 46.13% 和 47.30%，远高于全国水能资源开发率。现将十三大水电基地情况（资料主要来源于中国电力

出版社 2005 年 2 月出版的《中国水能资源开发利用的战略研究》一书，仅作少量修改）进行了汇总。
十三大水电基地情况汇总见表 1.4-1。

表 1.4-1 十三大水电基地情况汇总表

基地名称	范 围	总规模		其中：已建、在建		开发率	
		装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW·h)	装机 (%)	电量 (%)
合 计		250 281.2	10 799.14	115 460.7	5107.94	46.13	47.30
1. 金沙江	石鼓—宜宾河段	51 395	2485.8	18 600	944.43	36.19	37.99
2. 雅砻江	两河口—桐子林水电站	25 460	1147.44	11 300	547.01	44.38	47.67
3. 大渡河	双江口—铜街子	23 400	1053.1	5240	244.38	22.39	23.20
4. 乌江	六冲河、三岔河、乌江东风—彭水水电站	10 615	419.38	7415	274.08	69.85	65.35
5. 长江上游	宜宾—宜昌河段及支流、清江	33 197	1 413.51	28 167	1 135.51	84.85	80.33
6. 南盘江红水河	鲁布革、天生桥—大藤峡水电站	12 012	632.2	10 120	521.0	84.25	82.41
7. 澜沧江	云南省境内干流中下游	21 720	1098.72	855	416.25	39.36	37.88
8. 黄河上游	龙羊峡—青铜峡水电站	17 120	603.25	13 555.8	472.33	79.18	78.30
9. 黄河中游北干流	河口镇—禹门口河段	8790.5	257.42	3990.5	109.82	45.40	42.66
10. 湘西	沅、资、澧水及主要支流	6187.5	205.96	5107.5	161.65	82.55	78.49
11. 闽浙赣	福建、浙江、江西	7081.2	204.06	5981.2	165.56	84.47	81.13
12. 东北	辽宁、吉林、黑龙江和内蒙古东部	11 983	321.1	5128.7	115.92	42.80	36.10
13. 怒江	云南贡山—龙陵镇康	21 320	957.2	0	0	0	0

1.3 工程项目的研究设计

1.3.1 预可行性研究

(1) 预可行性研究应对项目进行方案比较，在技术上是是否可行和经济上是否合理进行科学的分析和论证。经过批准的预可行性研究报告，是项目决策和进行可行性研究的依据。预可行性研究报告，由项目法人（或筹备机构）组织编制。

(2) 预可行性研究报告应按照《水电工程预可行性研究报告编制规程》编制。

(3) 预可行性研究报告编制应由项目法人机构委托有资质的勘测设计单位承担，完成后按国家现行规定向水电水利规划设计总院报审。水电水利规划设计总院将会同省（直辖市、自治区）发展和改革委员会召开审查会议，特别重大的项目需经国家发展和改革委员会授权，再由水电水利规划设计总院会同省（直辖市、自治区）政府及有关部门召开审查会议。审查通过后，可着手研究项目管理组织人选方案和运行机制、项目投资估算、资金筹措方案，以及回收资金的办法。

(4) 预可行性研究报告经批准后，不得随意修改和变更，在主要内容上有重要变动，应经原批准机关复审同意。

1.3.2 可行性研究

(1) 可行性研究是根据批准的预可行性研究报告和准确的设计资料，对设计项目进行通盘研究，阐明拟建工程在技术上的可行性和经济上的合理性，确定项目的各项基本技术参数，编制项目的总概算。可行性研究报告的编制应由项目法人机构择优选择有相应设计资格的勘测设计单位承担，依照有关勘测设计编制规程（范）进行编制。

(2) 可行性研究报告可暂时按照《水利水电工程初步设

计报告编制规程》（电力工业部、水利部电办〔1993〕113号）编制，目前水电水利规划设计总院组织编写的《水利水电工程可行性研究报告编制规程》，已经正式批准颁发，应根据新的规程要求编制。

(3) 可行性研究报告完成后，项目法人机构按国家现行规定将勘测设计单位编制的可行性研究报告向水电水利规划设计总院报审。水电水利规划设计总院将会同省（直辖市、自治区）发展和改革委员会召开审查会议，特别重大的项目需经国家发展和改革委员会授权，再由水电水利规划设计总院会同省（直辖市、自治区）政府及有关部门召开审查会议。经审查通过后，主管部门要委托有相应资格的工程咨询机构对项目可行性研究报告进行评估，在这基础上，例行报批核准手续。经核准后项目即可以正式开工，进入施工阶段。

(4) 勘测设计单位必须严格保证设计质量，承担可行性研究的合同责任。可行性研究文件经批准后，主要内容不得随意修改、变更，并作为项目建设实施的技术文件基础。如有重要修改、变更，须经原审批机关复审同意。

(5) 可行性研究报告书必需的附件：①国家环保总局批复的《×××水电站工程环境影响报告书》；②水利部批复的《×××水电站工程水土保持方案报告书》；③国土资源行政主管部门出具的项目用地预审意见；④重大水库工程专题审查意见（必须单独审查时）；⑤劳动安全与工业卫生单独审查意见（审查意见在可行性研究报告审查意见中反映）；⑥根据有关法律法规应提交的其他文件。

1.3.3 招标设计

国家规定水电工程招标设计暂按原技术设计要求进行勘测设计工作，在此基础上编制招标文件。在可行性研究报告审查批准后组织开展，招标设计工作成果编制形成招标设计

报告。招标设计报告经评审后,作为工程招标文件编制和施工图编制的基本依据,也是工程建设管理的重要依据之一。水电工程招标设计的基本任务是按照工程建设项目招标采购和工程实施与管理的需要,对部分基本资料进行补充、调查,复核、完善、深化勘测设计,并对工程招标采购进行规划与安排。工程项目法人应提供必要的外部条件,提出招标设计报告编制的具体要求。

招标设计报告的主要内容和深度应符合下列要求:

(1) 补充水文、气象及泥沙基本资料,复核水文成果。完善、深化水情自动测报系统总体设计。

(2) 复核工程地质结论,补充查明遗留的工程地质问题,论证可行性研究报告审批和项目评估提出的专门性工程地质问题,为招标设计提出有关工程地质补充资料。

(3) 复核工程特征值、水库初期蓄水计划和电站初期运行方式,提出机组运行的加权因子和机组加权平均效率。

(4) 复核工程的等级和设计标准。复核确定枢纽布置、主要建筑物的轴线、布置和结构型式、控制尺寸和高程,提出建筑物的控制点坐标、桩号及工程量。确定主要建筑物结构、尺寸、材料分区、基础处理措施和范围,提出典型断面和部位的配筋型式、各部位材料性能指标要求及有关设计技术要求。完善安全监测系统的组成和布置,提出监测仪器设备清单。

(5) 复核机电及金属结构的设计方案,复核确定主要设备型式、布置、技术参数和技术要求,编制设备清册。

(6) 复核建筑消防及主要机电设备消防设计总体方案,确定消防设备型式及主要技术参数,编制消防设备清册。

(7) 比选工程分标方案,经项目法人审批,确定工程分标方案。

(8) 复核导流标准、导流程序及导流建筑物布置,确定导流建筑物轴线、结构型式和布置,提出建筑物的控制点坐标及工程量。复核确定天然建筑材料的料源选择与土石方平衡规划、场内交通规划布置与设计标准、主体工程施工方案与施工机械配置。提出主要施工工厂设施设置方案、施工总布置及工程施工总进度安排。

(9) 复核分解实物指标,确定移民生产生活安置方案,制定移民搬迁总体规划,开展城、集镇建设详细规划设计,专业项目复建设计,编制建设征地移民安置补偿投资执行概算,以及移民安置实施规划报告。

(10) 复核完善环境保护措施设计、环境监测和环境管理计划,提出环境保护工作的实施进度计划和环境保护措施项目的分标规划方案。

(11) 依据工程分标方案编制工程分标概算,依据施工组织设计及招标设计工程量,编制工程招标设计概算。

(12) 根据工程招标设计概算的分年静态投资,进行财务分析,复核工程的财务可行性。

招标设计包括水文、水能、地质、水工、施工、机电、金属结构、建筑、暖通、水库、消防、劳动安全与工业卫生、工程造价、环境保护等专业的设计工作。

1.3.4 施工详图设计

施工详图阶段设计是在上级主管部门核准的可行性研究报告和招标设计的基础上,遵循国家有关政策法令,按有关规程、规范配合施工进度编制施工详图。主要专业设计包括:规划(含水文、泥沙、水能规划及动能经济、环保和水保等专业)、地质(含工程地质、工程测量、工程物探、工程钻探、岩土特性测试与试验以及岩土工程勘察等专业)、水库、水工、施工、机电(含水电工程水力机械、电气一

次、电气二次和通信等专业)、金属结构、建筑、暖通、给水排水、消防、劳动安全与工业卫生、工程管理、工程造价等专业。

勘测设计单位各专业在施工详图阶段应根据施工进度要求及时出图和编写有关文件,满足施工要求。

1.4 工程建设与验收

1.4.1 施工准备

(1) 项目在主体工程开工之前,必须完成各项施工准备工作,其主要内容包括:①施工现场的征地、拆迁;②完成施工用水、电、通信、路和场地平整等工程;③必须的生产、生活临时建筑工程;④组织招标设计、咨询、设备和物资采购等服务;⑤组织建设监理和主体工程招标投标,并择优选定建设监理单位和施工承包队伍。

(2) 施工准备工作开始前,项目法人或其代理机构,须依照有关规定中“管理体制和职责”明确的分级管理权限,办理报建手续,项目报建需交验建设工程项目的有关批准文件。工程项目进行项目报建登记后,方可组织施工准备工作。

(3) 工程建设项目施工,除某些不适应招标的特殊工程项目外,均须实行招标投标。水电建设工程项目的招标投标,按有关规定执行。

(4) 水电工程项目必须满足如下条件,施工准备方可进行:①可行性研究已经批准;②项目法人已经建立;③项目已列入国家或地方水电建设投资计划,筹资方案已经确定;④有关土地使用权已经批准;⑤已办理报建手续。

勘测设计单位各专业在施工准备阶段应协助业主单位、监理单位、施工单位完成各项施工准备工作。

1.4.2 关于核准制的简介

2004年9月15日,国家发展和改革委员会依据《中华人民共和国行政许可法》和《国务院关于投资体制改革的决定》,为了规范政府对企业投资项目的核准活动,制定了《企业投资项目核准暂行办法》。核准制实行后,投资项目报批步骤要作一些调整,调整内容为:“企业投资建设实行核准制的项目,仅需向政府提交项目申请报告,不再经过批准项目建议书、可行性研究报告和开工报告的程序。政府对企业提交的项目申请报告,主要从维护经济安全、合理开发利用资源、保护生态环境、优化重大布局、保障公共利益、防止出现垄断等方面进行核准。对于外商投资项目,政府还要从市场准入、资本项目管理等方面进行核准。政府有关部门要制定严格规范的核准制度,明确核准的范围、内容、申报程序和办理时限,并向社会公布,提高办事效率,增加透明度。”

项目申报单位(经营投资项目的企业)应根据有关规定向项目核准机关提交申请报告和有关附件。项目核准机关是指具有企业投资项目核准权限的行政机关。其中国务院投资主管部门是指国家发展和改革委员会;地方政府投资主管部门是指地方政府发展和改革委员会(计委)和地方政府规定具有投资管理职能的经贸委(经委)。项目申请报告应由具备相应工程咨询资格的机构编制,其中由国务院投资主管部门核准的项目,其项目申请报告应由具备甲级工程咨询资格的机构编制。

项目申请报告内容应包括项目申报单位情况、拟建项目情况、建设用地与相关规划、资源利用和能源耗用分析、生态环境影响分析、经济和社会效果分析。项目申报单位在向项目核准机关报送申请报告时,需根据法律法规的规定附送

以下文件：①城市规划行政主管部门出具的城市规划意见；②国土资源行政主管部门出具的项目用地预审意见；③环境保护行政主管部门出具的环境影响评价文件的审批意见；④根据有关法律法规应提交的其他文件。

项目核准机关主要根据以下条件对项目进行审查：

- (1) 符合国家法律法规；
- (2) 符合国民经济和社会发展规划、行业规划、产业政策、行业准入标准和土地利用总体规划；
- (3) 符合国家宏观调控政策；
- (4) 地区布局合理；
- (5) 主要产品未对国内市场形成垄断；
- (6) 未影响我国经济安全；
- (7) 合理开发并有效利用了资源；
- (8) 生态环境和自然文化遗产得到有效保护；
- (9) 未对公共利益，特别是项目建设地的公共利益产生重大不利影响。

申报项目核准后，项目核准机关要会同城市规划、国土资源、环境保护、银行监管、安全生产等部门，加强对企业投资项目的监管。项目申报单位则依据项目核准文件，依法办理土地使用、资源利用、城市规划、安全生产、设备进口和减免税确认等手续。

1.4.3 建设实施

(1) 建设实施阶段是指主体工程的建设实施，项目法人按照核准的建设文件，组织工程建设，保证项目建设目标的实现。

(2) 工程项目的主体工程开工须具备明确的条件，即：

- 1) 前期工程各阶段文件已按规定批准，施工详图设计可以满足初期主体工程施工需要；
- 2) 建设项目已列入国家或地方建设投资年度计划，年度建设资金已落实。
- 3) 主体工程招标已经决标，工程承包合同已经签订，并得到主管部门同意。
- 4) 现场施工准备和征地移民等建设外部条件能够满足主体工程开工需要。

(3) 随着社会主义市场经济机制的建立，实行项目法人责任制，主体工程开工前还须具备以下条件：

- 1) 建设管理模式已经确定，投资主体与项目主体的管理关系已经理顺。
- 2) 项目建设所需全部投资来源已经明确，且投资结构合理。
- 3) 项目产品（电力、电量）的销售已有用户承诺，并确定了定价原则。

(4) 水电项目法人要充分发挥建设管理的主导作用，为施工创造良好的建设条件。项目法人要充分授权工程监理，使之能独立负责项目的建设工期、质量、投资的控制和现场施工的组织协调。监理单位选择必须符合有关的要求。

(5) 要按照“政府监督、项目法人负责、社会监理、企业保证”的要求，建立健全质量管理体系，重要建设项目，须设立质量监督项目站，行使政府对水电项目建设的监督职能。

勘测设计单位在建设实施阶段应组建设计代表机构，长期驻扎在工地配合工程施工进行，及时解决业主单位、监理单位和施工单位提出的与勘测设计有关的问题。

1.4.4 生产准备

(1) 生产准备阶段是水电项目投产前所要进行的一项重要工作，是建设阶段转入生产经营的必要条件。项目法人应

该按照建管结合和项目法人责任制的要求，适时做好有关生产准备工作。

(2) 生产准备应根据不同类型的工程要求确定，一般应包括如下内容：

1) 生产组织准备。建立生产经营的管理机构及相应管理制度。

2) 招收和培训人员。按照生产运营的要求，配备生产管理人员，并通过多种形式的培训，提高人员素质，使之能满足运营要求。生产管理人员要尽早介入工程的施工建设，参加设备的安装调试，熟悉情况，掌握好生产技术和工艺流程，为顺利衔接基本建设和生产经营阶段做好准备。

3) 生产技术准备。主要包括技术资料的汇总、运行技术方案的制定、岗位操作规程制定和新技术准备。

4) 生产的物资准备。主要是落实投产运营所需要的原材料、协作产品、工器具、备品备件和其他协作配合条件的准备。

5) 正常的生活福利设施准备。

(3) 及时具体落实产品销售合同协议的签订，提高生产经营效益，为偿还债务和资产的保值增值创造条件。

勘测设计单位各专业生产准备阶段应协助运行管理单位做好与生产运行有关的一切生产技术准备工作。

1.4.5 竣工验收

(1) 竣工验收是水电工程完成建设目标的标志，是全面考核基本建设成果、检验设计和工程质量的重要步骤。竣工验收合格的项目即从基本建设转入生产或使用。

(2) 为加强水电建设工程的安全管理，提高工程竣工验收工作质量，保障工程和下游人民生命财产的安全，根据《水库大坝安全管理条例》，结合水电工程的建设进度，需开展水电建设工程的安全鉴定。安全鉴定分为蓄水安全鉴定、竣工安全鉴定和专项安全鉴定，蓄水安全鉴定在水库蓄水前进行，竣工安全鉴定在竣工验收前进行，当发现工程存在安全隐患时，应针对发生问题的情况和部位（或项目）及时开展专项安全鉴定。

(3) 当水电建设项目的建设内容全部完成，并经过工程验收（包括工程档案资料的验收），符合设计要求并按有关规定的要求完成了档案资料的整理工作；完成竣工报告、竣工决算等文件的编制后，项目法人按有关规定，向验收主管部门提出申请，根据国家和部颁验收规程组织验收。

(4) 竣工决算编制完成后，须由审计机关组织竣工审计，其审计报告作为竣工验收的基本资料。

(5) 工程规模较大、技术较复杂的水电建设项目可先进行初步验收。不合格的水电工程不予验收；有遗留问题的项目，对遗留问题必须有具体处理意见，且有限期处理的明确要求并落实责任人。

勘测设计单位在竣工验收阶段应协助业主单位做好一切技术总结工作（包括技术资料）；在水库蓄水和竣工验收前，需分别提供水电建设工程的安全鉴定自鉴报告。

2 水电枢纽工程设计

2.1 水电枢纽的类型和布置

以水力发电为主要任务，由壅（挡）水建筑物（坝、闸、河床式厂房等）、泄水建筑物、引水系统及水电站厂房、变压器场、开关站等组成的综合体称为水电枢纽。在多泥沙河流上，为了减少水库淤积，防止有害泥沙进入水轮机和淤堵进水口，需设置冲沙建筑物，一般在靠近发电进水口处设

有冲沙底孔。在通航、漂木河流上设置过坝设施(船闸、升船机、过木道等)。在有洄流鱼类的河流上设置过鱼设施(鱼道、升鱼机等)。水电枢纽可以集中水流的发电水头,具有发电、泄洪、蓄水、放水、排沙以及过船、过木、过鱼等功能。根据水资源综合利用要求,水电枢纽可兼顾防洪、灌溉、城镇和工业供水、航运和其他综合利用要求。以抽水蓄能发电为目的的建筑物群也可包括在水电枢纽范畴之内。抽水蓄能电站枢纽有上、下两个水库。抽水发电厂房位于上、下水库之间。上水库和下水库由引水系统连接。

2.1.1 枢纽类型

有常规水电站水电枢纽和抽水蓄能电站枢纽两类。前者与坝式、引水式、混合式3种水电站相对应,分为坝式、引水式和混合式3类水电站的枢纽布置形式。抽水蓄能电站枢纽的布置型式,相应发电厂房的布置有地下式、井式、地面式等类型。

2.1.2 枢纽布置原则

水电枢纽的布置要因地制宜,既要满足枢纽的各项任务和功能要求,又要适合枢纽区的自然条件,便于施工和导流,有利于节省投资和缩短工期,还要注意以下几点。

(1) 在洪水大的河流上要选好泄洪和导流的布置方式,它往往成为确定枢纽布置的重要因素。

(2) 泄水建筑物的布置既要使其有足够的泄水能力,还要有利于上、下游泄洪水流与河道中水流的衔接,能够妥善解决下泄水流的消能、防冲和防淤等问题,避免对岸坡和其他建筑物的安全和运行造成不利影响。混凝土坝枢纽泄水建筑物宜尽量布置在河床部位内,只有当岸边有布置泄水建筑物的良好条件,或采用轻型混凝土坝,坝身不能大量泄洪时,才将主要泄水建筑物布置在岸边。土石坝枢纽宜尽可能以岸边溢洪道为主要泄洪设施。在高山峡谷开挖岸边溢洪道工程量过大,或可能引起较难处理的高边坡稳定问题时,也可采用隧洞为主要泄水建筑物。土石坝、混凝土坝混合枢纽一般可以将泄水建筑物布置在河床混凝土坝段。

(3) 水电站厂房宜布置在对外交通和出线方便的地方。有混凝土坝的枢纽,水电站厂房宜布置在河床混凝土坝段。当河床没有足够的位置,或为了克服施工干扰和导流的困难,以及为了利用河道水头等目的,也可采用岸边或地下厂房。

(4) 导流建筑物要与永久水工建筑物相协调,并尽可能加以利用,将其改建为枢纽永久建筑物。枢纽永久建筑物的布置也要尽量结合施工导流和度汛的需要。

(5) 过坝设施布置在对上、下游航道和停泊区有利的一岸,并尽量与水电站厂房分开布置,避免在运行中相互干扰。

(6) 冲沙建筑物的布置要能冲走发电进水口前的淤沙,尽量减少泥沙进入水轮机。对汛期多泥沙河流,为了减少水库淤积,泄水建筑物的布置应能保持水库在汛期低水位运行,遇一定标准的洪水而不壅高水库汛期运行低水位。

(7) 水电枢纽各组成建筑物有时可以相互结合利用或重叠布置,例如一洞(孔)多用,兼做泄洪、导流、放水、冲沙、发电引水或尾水等项中的几项,泄水建筑物与水电站厂房重叠布置等。这种布置可以克服因坝址狭窄,布置水工建筑物前缘不足的困难,并可减少工程量。缺点是导流、度汛比较复杂,施工干扰较大。

2.1.3 枢纽布置实例

水电工程枢纽布置的实例参见本篇第10章国内外著名水电站简介中的有关部分。

2.2 挡水建筑物(坝)的勘测设计

2.2.1 坝址工程地质勘察

为选择坝址和查明坝址工程地质条件所进行的综合调查工作。大坝是水电工程的主要建筑物,其规模、类型及型式不同,对工程地质条件的要求也是不同的。另外,坝址除大坝外还有厂房、导流隧洞、泄洪隧洞、发电隧洞及溢洪道等其他建筑物。因此,坝址工程地质勘察不仅为大坝,同时还要为其他各种建筑物的设计和施工提供地质资料和工程地质评价。勘察工作是分阶段进行的,各阶段任务、内容、方法及成果是不同的。

(1) 勘察任务:①规划阶段勘察,主要是配合规划选择和确定建坝河段,调查各梯级坝段的工程地质条件,研究近期开发的控制性工程坝区的主要工程地质问题;②预可行性研究阶段勘察,要在规划选定梯级的坝段,调查研究各比较坝址的工程地质条件,为选择坝址、初选基本坝型提供地质依据;③可行性研究阶段勘察,要查明选定坝址的工程地质条件,为确定坝型、枢纽布置、坝线及地基处理方案提供地质资料;④施工详图阶段勘察,要进行工程地质专题研究,核实前期勘察资料及结论,为设计的调整和优化提供地质资料,并参加地基验收和处理的研究工作,提出施工、运行期地质监测的建议。

(2) 勘察内容:①规划阶段主要是了解坝段的河谷形态和地貌,出露地层和岩性及影响建坝的易溶岩、软岩(土)层的分布,构造断裂的发育程度、规模及其与河流方向的关系,岩体风化程度及特征,井、泉的分布及其与岩层、断裂、地貌的关系,河谷内坍塌滑体等的分布、规模及状态,大范围松散堆积物的来源,喀斯特形态、分布及与地貌、构造的关系,泥石流活动情况及形成条件等。②预可行性研究阶段,要调查坝址的岩层分布及其物理力学性质,软弱岩层及夹层性状,各级断裂的分布及其组合,缓倾断裂的分布规律及性状,河床及两岸岩体风化带深度及卸荷范围,坝基岩体及断裂带的渗透性,相对隔水层埋藏深度,地下水类型、水位及动态,河床覆盖层厚度、结构及透水性,喀斯特发育规律,岸坡稳定条件等。③可行性研究阶段,主要是查明坝址建筑物范围的覆盖层厚度、组成、渗透性、承载力、压缩变形、渗透比降及液化条件等,基岩的各向异性、变形特征及抗剪强度,软弱岩层或夹层的分布及物理力学性质,控制大坝稳定的断层的规模、产状及其空间变化规律,断层带物质的组成、性状、强度和水化学稳定性,岩体风化卸荷深度及渗透性,喀斯特发育深度,地下水埋深、动态、相对隔水层的埋藏条件,大坝下游抗力体及冲刷部位岩体性质、风化程度及完整性。上述研究内容可根据坝型及具体地质条件有所侧重。④施工详图阶段,主要是核实坝基(肩)各部位岩土体的变形、滑动边界条件及计算参数,可利用基岩面的深度、坝基加固及防渗措施等专门地质问题。

(3) 勘察方法:①规划阶段,主要是以1:10 000~1:5000的综合工程测绘和物探为主,配合坑槽和少量钻探及室内试验工作。②预可行性研究阶段,各比较坝址的勘察,是以1:5000~1:2000的工程地质测绘为基础,充分运用物探及坑槽探,在拟定坝址范围进行一定数量的钻探、洞探及岩石试验工作。③可行性研究阶段,是在1:2000~1:1000工程地质测绘的基础上,根据坝型、坝高及地质条件,在建筑物范围内进行的详细勘探。一般沿各主要建筑物轴线布置勘探剖面,坝线主勘探剖面上下游还有辅助勘探剖面。高混凝土坝要求坝基(肩)岩体坚硬、完整、稳定性高。④施工详图阶

段,多属补充性专题勘察,内容根据具体项目要求和前期工作的深度而定。施工地质测绘的比例尺通常大于1:500。在坝基编录时,一般同时进行岩体弹性波速、点载荷和回弹仪等简易测试。在校核前期的勘察资料时,尽可能利用已有成果和施工开挖面,如发现新问题必要时也可补充勘探和试验工作。

坝址工程地质勘察的成果一般都编入各阶段工程地质报告。各阶段成果的内容和深度各不相同,但都是由图件和文字部分组成。

2.2.2 坝的设计

(1) 大坝设计主要步骤和内容有:①充分掌握水文、泥沙、地形、地质等基本资料,查明坝址和库区的工程地质和水文地质条件。②正确选定坝址和坝型。③根据规划设计选定的正常蓄水位等各种特征水位和规范规定的洪水标准以及枢纽中的泄洪建筑物规模,确定设计洪水位和校核洪水位;为了保证坝顶不漫水并有一定安全裕度,一般在正常蓄水位、设计洪水位、校核洪水位三者之上分别加相应标准的波浪高度(或爬高)及坝顶安全超高,由三者中所得高程最高者,确定坝顶高程。④进行坝的平面和剖面布置。⑤确定坝承受的荷载(主要有坝体自重、水压力、渗压力、浮托力、浪压力、张压力、泥沙压力,以及温度作用、地震作用等)以及荷载组合。⑥进行坝的结构设计,要求坝体在各种可能的荷载组合下具有足够的强度和稳定安全系数。⑦进行坝基设计,对坝基中存在的缺陷进行必要的坝基处理设计。⑧进行水力计算和泄洪消能设计。⑨根据计算分析成果对坝的布置和体形加以优化,最终选定。⑩进行坝的原型观测设计和提出监视要求。

(2) 选择坝址时需要充分掌握可供比选坝址的基本资料,综合考虑地形、地质、枢纽布置、施工等条件,特别要重视各坝址存在的重大地质问题及处理方案的可靠性和经常性。有时水库淹没损失也是选择坝址的因素。一般以各坝址的代表坝线、坝型、枢纽布置及同等精度的设计,进行技术经济综合比较。最后根据综合反映投资、工期、工程效益、对环境的影响等因素的分析结果,结合技术条件的论证选定坝址。

(3) 坝址类型是在规划利用的河段上可以修建壅水建筑物的区段。一般一个坝址包含几条适于布置挡水建筑物前缘的坝线。对坝址的基本要求是既能支承挡水建筑物(坝),又能形成水库。坝址要具备建坝和建库的地质、地形条件,不存在难以解决的工程地质和水文地质问题,还应具备有利于水电枢纽建筑物的布置,便于导流和施工,交通运输便利,天然建筑材料丰富,可形成较大库容,淹没、浸没损失较小等条件。当利用河段的地质条件不利时,对地质复杂或有重大地质问题的坝址,只要查清地质条件,通过工程处理也可建坝。中国和外国都有在地质条件很复杂的坝址建成高坝枢纽的先例。中国在喀斯特发育的乌江渡水电站坝址成功地建成了高165m的大坝。在预定的河段上选择良好的坝址是水电站工程建设的重要决策步骤之一。

坝址类型可分为峡谷、丘陵区坝址和平原区坝址。

1) 峡谷、丘陵区坝址。大多为岩基坝址,可以修较高的坝。两岸岩体雄厚完整的窄峡谷坝址一般适于建拱坝;宽峡谷坝址可修重力坝或重力坝与土石坝混合坝;岸边有泄洪条件及河床覆盖层深的坝址宜修土石坝;有些坝址能适应多种坝型。岩层走向与河流近垂直的坝址称横向谷坝址,倾角较陡时,对坝基和两岸防渗和抗滑稳定有利,且坝址河段内可能出露不同的岩层,可选择地质条件较优的区段作为

坝线。

2) 平原区坝址。多为土基坝址,建坝条件较差,只适宜修土坝和低的重力坝。

(4) 坝型选择是指确定坝型的论证工作。它是水利、水电枢纽工程设计的重要决策项目。采用的坝型是否恰当对工程的安全、经济以及施工、运行等均有很大的影响。不同坝型各有其特点及适用条件。影响坝型选择的因素有:坝址的地形、地质、水文、气象、地震烈度、当地建筑材料等自然条件和枢纽布置、导流、对外交通、施工组织、工期、坝的运行条件等。坝型选择一般与坝址和枢纽布置结合进行,在多方案的技术经济综合比较的基础上选定。通常坝型选择分阶段进行,先选出基本坝型(混凝土坝或土石坝),进一步深入工作后,再从基本坝型中选出采用的坝型。

土石坝,利用土石材料筑坝,可以节省水泥,减少外来物资的运输量;对坝基工程地质条件要求较低;但不能利用坝身过水。这种坝型适用于岸边容易布置泄洪、导流及引水发电等建筑物的坝址,有合适的土石筑坝材料,对外交通不便,外来材料运输费高,近坝库岸无大的滑坡涌浪的威胁等条件。

混凝土坝,除挡水外,坝体还可用来布置泄洪、导流、引水建筑物,有时还可在坝体内设置发电厂房,因而可充分利用河床布置枢纽建筑物,抗超标准洪水能力强,有较高的安全性。混凝土重力坝坝体混凝土量大,耗用水泥较多,适用于在宽河谷坝址修溢流坝,在洪水流量大的峡谷坝址也常用作挡水坝或溢流坝。

此外,还有砌石坝,具有与混凝土坝类似的优点,可以节省水泥,但需大量手工劳动,多用于劳动力低廉地区,现代大、中型工程已较少采用。

按建筑材料选出基本坝型(混凝土坝、土石坝或砌石坝)后,通过进一步深入工作后,再结合结构和力学特性、泄水条件、施工方法及坝挡水的作用(主坝、副坝或所在河床中位置)选出最终采用的坝型。

2.3 泄水建筑物设计

泄水建筑物是为宣泄洪水或其他需要放水而设置的水工建筑物。泄水建筑物的作用是汛期泄放洪水,低水位时放水冲沙,降低进水口前淤沙高程,减少过机水流含沙量;非汛期有计划地放水,以保证下游通航灌溉、工业和生活用水。在维修大坝或紧急情况下放水降低库水位;排放污物或冰凌,以免除拦污栅被堵塞或破坏,孔口高程较低的泄水建筑物还可参与冲沙和施工后期导流,同时也可向下游供水,缩短截流之后下游河道断水的时间。泄水建筑物的规模和泄水能力应满足上述各项要求,并按工程的规模和重要性确定在各种控制水位时的泄水标准。

泄水建筑物应根据水电站所在地的地形、地质、工程布置、水力条件、施工、运行、工程量及投资等因素,通过方案比较和综合论证,选定泄水建筑物的型式和布置方案。在设计过程中,可根据选定的型式和布置方案,确定各组成部分的布置、结构型式、控制高程、结构尺寸、防渗排水和材料分区。对有排沙、排冰、防蚀、抗冲耐磨等要求的泄水建筑物应研究相应的技术措施,对主要用于排沙的泄水底孔或隧洞应说明排沙运用方式。

泄水建筑物种类有岸边溢洪道、坝身泄洪孔、泄洪隧洞(包括放空洞)以及下游消能防冲及护岸设施。对于岸边溢洪道,设计中应确定引水渠、控制段、泄水槽、出口段、减蚀设施等布置和结构型式,提出基础加固处理、防渗、排水

范围和措施等。对于坝身泄洪孔,设计中应确定堰顶高程、过流断面、闸门和闸墩结构、坝顶结构(含交通道等)和减蚀消能设施等的布置和结构模型式。对于泄洪隧洞(包括放空洞),设计中需说明隧洞轴线位置、进出口高程、进水渠断面、控制段结构型式和闸门型式,确定洞身断面、衬砌型式和结构尺寸、减蚀措施、消能方式等。下游消能防冲及护岸设施则可根据地形地质条件、机组及泄水建筑物运行方式、下游水深及河床抗冲能力等因素,确定泄水建筑物下游水位衔接方式、下游消能防冲及护岸设施的结构型式,提出泄洪雾化的防护范围和措施等。

在设计过程中,对选定的泄水建筑物应进行水力设计、结构计算和基础(或围岩)稳定计算,说明各项计算的条件、方法、工况和成果。根据工程重要性和复杂程度,视需要对泄水建筑物开展水力学模型试验,验证水力计算,并测试难以通过计算确定的参数。

设计中还应满足以下技术要求:①根据水库的运行方式和泄水建筑物的设计,制定闸门调度运行要求;②根据水力设计、结构计算和模型试验成果,对所选定的泄水建筑物各部位(特别是溢流面部位和高速水流段)提出详细的材料性能指标和具体的设计技术要求;③提出泄水建筑物基础处理的设计技术要求。

2.4 输水系统设计

输水建筑物是从水库或河流引水至水轮机的取水、输水等水工建筑物的总称。按照水电站型式和地形、地质条件,输水建筑物包括水电站进水口、引水道、压力前池、调压室及压力管道等建筑物。

输水建筑物应根据水电站所在地的地形、地质、工程布置、施工、运行、工程量及投资等因素,通过方案比较和综合论证,选定输水建筑物的型式和布置方案。在设计过程中,可根据选定的型式和布置方案,确定输水建筑物的轴线布置、结构型式、控制高程、断面尺寸、纵向坡度、衬砌参数、灌浆排水系统和主要细部构造等。提出需要采取的工程措施。

输水建筑物主要由进(出)水口、输水隧洞(渠道)、调压室和压力前池、压力管道等组成。对于进(出)水口,设计中应明确其布置、结构型式、控制高程和结构尺寸,包括进水渠、尾水渠、闸室及渐变段、操作平台等,确定排沙设施、防污防漂设施、防冰措施和出水口消能设施,以及下游河床防护、整治和防淤等处理范围和措施。对于输水隧洞(渠道),设计中应明确其轴线、结构型式、高程、断面尺寸、坡度等。如设有沉沙池,则应确定其规模、结构型式、排沙方式等。对于调压室(上、下游调压室)和压力前池,设计中应结合压力管道(引水渠道)与厂区枢纽的布置,说明调压室(或压力前池)位置,选定其结构型式、断面尺寸、高程、特征水位、泄水及必要的排沙设施等,并说明运行条件。对于压力管道,设计中应明确压力管道和岔管结构型式、细部构造和材质要求,提出高水头压力管道内水外渗和围岩水力劈裂的防范措施。

设计过程中应进行如下分析计算:

(1) 水力计算:分析计算输水隧洞、压力管道和明渠等的过流能力、水头损失和水锤压力;对长输水明渠,应进行不稳定流计算,并考虑暴雨洪水的影响进行防洪计算。

调压室应通过输水系统调节保证计算,分析确定稳定断面面积、最高涌波水位及最低涌波水位等。

(2) 结构计算:对确定的输水建筑物各部分进行相应的

衬砌、结构和围岩稳定计算,分析各建筑物的稳定、应力和变形,说明各建筑物相应计算的条件、方法、工况和成果。视需要对大型、复杂的岔管进行专门的结构设计。

另外,需确定压力管道的钢板厚度、加劲梁尺寸、钢号,并对各建筑物主要钢筋混凝土结构进行配筋设计。

除了分析计算以外,对重要的大型工程和水力学条件复杂的工程,视需要进行水力学模型试验;对大型工程高水头岔管,视需要进行结构模型试验。

设计中还应满足以下技术要求:①对各建筑物提出相应的洞壁固结、回填灌浆的设计技术要求;②对钢筋混凝土衬砌和钢板衬砌洞段,应分别提出详细的材料性能指标要求;③提出压力管道钢衬的制作、安装和防腐的设计技术要求;④提出输水建筑物充泄水时的安全运行技术要求;⑤提出进、出水口基础处理的设计技术要求。

2.5 水电站厂房设计

水电站厂房是安装水轮发电机组及其他附属机电设备和辅助生产设施的建筑物,通常由主厂房和副厂房组成。而厂区则是水电站厂房以及其他建筑物的总称。厂区布置可结合所依据(含新增加)的厂区水文、地形、地质和机电设备资料,进行厂区建筑物布置,确定主厂房、副厂房、升压和开关站等的布置及结构型式。若是地下厂房,则应确定其位置、轴线、洞室群布置。同时要确定厂区交通、防洪和防渗排水布置。

厂房设计应依据水电站开发方式,水轮发电机组型式,所在地址的地形、工程地质、水文、气象等条件,经过技术经济比较后选择合理布置及型式。

厂房布置根据专业提供的厂家有关资料和主、副厂房设备布置图,进行主、副厂房结构详细设计,说明各建筑物的位置、布置、结构型式、控制高程和尺寸。确定厂房混凝土浇筑分层分块布置和温控措施。说明泄洪时水流及水雾对厂房运行可能造成的影响,必要时提出相应的措施。

若是地下厂房,则应确定厂房和其他洞室的支护、衬砌型式和参数;若是地面厂房,则应确定其基础加固处理的范围和措施。

对于封闭式厂房,应明确人工照明、通风、防水、防渗、防潮和排水布置。对大机组厂房,提出抗振、防噪措施。

开关站布置应结合地形地质条件和设备型式,确定场地布置和结构形式。

在设计过程中,需对厂房结构构件进行静力和动力计算、抗震计算、变形验算、抗裂或裂缝宽度验算,对主要钢筋混凝土结构进行配筋设计。并对特殊结构、构件进行计算。必要时可视需要进行水力模型和结构模型试验。

对地面厂房的地基应力及高尾水位厂房的抗浮稳定需进行分析计算,当地基内部存在不利于厂房整体稳定的软弱层面和厂、坝联合作用时,应开展深层和沿建基面抗滑稳定计算。对地下厂房洞室群进行围岩稳定性分析和支护、衬砌计算,视需要进行开挖顺序和分层分块浇筑仿真计算。

在设计中需满足如下技术要求:①提出建筑物各部位详细的材料性能指标要求;②提出地下洞室群开挖顺序及支护、施工期监测反馈的设计技术要求;③提出混凝土浇筑分层分块和温控措施的设计技术要求;④提出厂房基础处理设计和永久变形缝施工的技术要求。

大中型水电站厂房设计一般需达到以下各项效果:①使水流顺畅引入机组,并安全泄入下游河道,且水流能量损失

小,引水及泄水道的尺寸体形符合水力学原理;②厂房部分空间尺寸组合应满足机组及其他机电设备的安全运行及检修和安装需要;③建筑物及机电设备的防水淹、防泥沙淤堵、防磨蚀、防火、防爆、防冻、通风、防潮、防酸、防尘、防雷、抗震等要根据水电站具体情况采取相应措施,以保证厂房正常运行和安全;④提供运行、检修、生产管理人员工作和休息所必需的场所和设施,如卫生、采光、照明、空调、采暖、电梯等;⑤建筑物在使用期内(如50~100年)具备足够的耐久性和安全可靠度,遇特殊情况(如遭受特大洪水、强烈地震等),受到损坏后经过短期修理即可恢复发电;⑥水电站所在地常常是参观旅游场所,厂房的建筑造型、装修和环境能给人们美的感受;⑦布置合理,工程投资省。

2.6 过坝设施设计

通航建筑物设计的主要任务是选择过坝方式,确定通航建筑物规模(建筑物的尺寸和机械设备型式),协调好通航建筑物的布置位置与水电站枢纽中其他水工建筑物的关系。

通航建筑物设计依据和基本资料为:①说明审定的航道等级、建筑物级别和地震设防标准;②引述上一阶段设计报告结论及审查意见、补充论证报告及其审查意见的有关部分;③列出各建筑物及主要结构采用的安全系数(或分项系数)、允许应力、允许变形量等;④列出设计标准船队、设计过坝客货运量、通航流量、通航条件等基本资料。

在设计过程中,应说明通航建筑物组成。开展通航建筑物布置和结构设计,协调确定通航建筑物与枢纽布置中其他建筑物的关系,可视需要进行局部调整。并提出防淤冲沙、防渗排水和基础处理的措施。确定通航建筑物的结构及设备型式、进出口控制高程、控制尺寸、水深和坡度等。说明通航建筑物的运行方式、运行时间、耗水量和耗电量等。

对分期施工、分期开发的通航建筑物,要求预留船只过坝建筑物位置和分期开发的规划位置。库内有水下建筑物时应进行专门设计。

通航建筑物一般分为船闸和升船机:船闸需选定上、下游引航道和船闸轴线的位置,确定船闸(包括闸首、闸室和导墙)的进出口高程、控制尺寸、水深及结构缝,输水系统的布置与结构型式,以及防渗、排水和基础处理的措施。升船机需确定提升设备型式、容量、提升速度、轴线方位、转盘位置等,塔楼或斜坡道(包括支墩)的布置及结构型式,以及防渗、排水和基础处理的措施。

在设计过程中,需进行船闸输水系统水力计算和引航道冲淤分析,并开展船闸的闸室、闸首及导航墙和升船机的塔楼、斜坡道的结构设计、抗震设计,确定主要钢筋混凝土结构的配筋形式。并根据需要进行水力学模型试验,以便为深化结构设计提供依据。

在设计过程中,需满足如下技术要求:①提出通航建筑物各部位详细的材料性能指标要求;②提出通航建筑物结构变形的设计技术要求;③提出流道的防空蚀措施、平整度、水流流态和运行方式的设计技术要求;④提出通航建筑物基础处理的设计技术要求。

2.7 机电设计

水电站机电设计的主要任务是根据规划专业确定的装机容量,选定机组机型、单机容量、单机流量及台数,确定接入电力系统的方式、电气主结线和输电方式及主要机电设备的选型和布置,选定开关站(变电站、换流站)的型式。并根据引水或泄水建筑物的要求确定建筑物的闸门和启闭机等

设备的型式和布置。

2.7.1 水力机械

水力机械设计(选型和安装设计)的主要任务是通过方案比较和论证选定水轮机/水泵水轮机型式、机组台数、单机容量、比转速、额定转速和安装高程,以及功率、效率、流量、空化、稳定性、可靠性和抗空蚀磨损措施。

设计中应通过分析论证确定水轮机/水泵水轮机的主要结构型式和控制尺寸、流道的型式和控制尺寸、关键部件的基本结构及选材要求,并说明水轮机/水泵水轮机的拆装方式和验收方式。抽水蓄能电站应说明首次充水方式等特殊要求。

设计应选定水轮机/水泵水轮机附属设备进水阀、调速器、调压阀及油压装置等规格、型号。对采用重大新技术(包括型式、结构和材料等)应有专门的论证;对水流含沙量大的水电站,应说明所采取的防止或减轻水轮机/水泵水轮机磨蚀的综合治理措施。

在设计过程中应提出水轮发电机组调节保证计算成果,复杂输水系统、抽水蓄能电站及认为有必要的电站,应进行组合工况下的水力过渡过程计算。

有关厂内起重设备和辅助设备系统,设计中应确定基本配置、主要设备数量、技术参数和设备布置方案。对于厂内起重设备,需确定其设备的型式、运行方式、主要技术参数,包括起重量、跨度、起重高度、运行速度等,并提出主要技术要求。对于水系统,需确定电站设备的用水量,技术供水系统的水源、供水方式,净化和供水设备、管网及主要控制阀件的选择,供水管网的布置规划;机组检修与厂内渗漏排水系统的设备配置、选型和管网布置规划等。对于压缩空气系统:需确定其用户的用气要求,压缩空气系统的基本配置,空气压缩机和储气罐的型式及主要参数,管网布置规划等。对于油系统,需确定电站设备用油量,油系统设备配置、选型和布置,包括油罐容积、数量、油处理设备及油管路布置规划等。对于水力量测系统,需确定设备配置,量测仪表的主要技术要求等。

在设计过程中,还需提出水力机械主要设备自动化元件的配置方案和主要技术要求,以及机械修配厂(间)规划和机械修配设备配置方案。另外,应编制水力机械设备清册,提出水力机械主要设备采购招标、分标方案建议。

2.7.2 电气一次设计

电气一次专业需分析阐明电站的送电方向、出线电压、送电距离、送电容量和出线回路数,比较选择电气主接线方案(含抽水蓄能电站水泵工况启动接线方案)、发电机/发电电动机、主变压器和高压配电装置等主要电气设备的型式及主要参数,确定厂用电源的引接方式。

其中电气主接线设计的任务是选择水电站主要电气设备和母线连接方式,形成水电站汇集和分配电能的一个完整的系统。它是水电站电气部分的主体,对电气设备的选择、配电装置与厂房布置、运行灵活性、可靠性和经济性都有重大的影响。水电站电气主接线一般包括:发电机与变压器组合接线和升高电压侧接线两个主要内容;对抽水蓄能电站还包括水泵工况的启动接线。

对于主要电气设备的设计,需提出短路电流计算成果,通过分析比较论证选定水轮发电机、主变压器、厂用(坝区)变压器、断路器、高压开关等主要电气设备。提出设备的规格、数量及主要技术参数。若采用新技术和新设备应有专门论证。

在设计中,为了确保电气设备的安全,需开展防雷接地

设计。通过论证选定水电站防雷保护方案,提出过电压保护配置方式;并确定全厂接地设计方案,对高土壤电阻率的接地需提出具体解决的措施。

2.7.3 电气二次设计

电气二次设计是对水电站全厂进行监视控制保护的自动控制、继电保护、测量、信号等系统设备进行选型和安装设计的总称。水电站电气二次设计的主要作用是为了确保电厂运行值班人员对水电站全厂的运行监视控制以及自动控制、继电保护成套装置的正常工作,它对水电厂的安全运行有着十分重要的作用。

电气二次设计包括自动控制、继电保护、二次接线、通信等内容。

在自动控制设计中,应明确水电站与电网调度管理的关系及其调度内容和范围,对于集中调度的梯级水电站,需确定水电站在梯级调度中的位置和控制方式。通过论证说明水电站、水闸的控制管理方式及其自动化范围,选定全厂监测(控)方式和综合自动化系统的结构、主要功能和设备配置,以及机组励磁方式。

对于继电保护设计,应通过论证选择水电站各主要设备的继电保护方式和保护设备的型式,根据电力系统规划设计要求,提出水电站线路保护方案和安全自动装置设备配置,并确定各主要电气设备继电保护装置的布置。

二次接线的主要内容包括选定全厂测量、信号和同期系统的设计方案,提出水电站电流、电压互感器的配置及其主要技术参数,确定控制电源型式、电压等级,选择设备。

在通信设计中,需根据电力系统调度管理要求,确定水电站与电力系统调度通信方式和设备配置;并根据梯级调度管理的要求,确定水电站与梯调之间调度通信方式和设备配置。设有水情自动测报站网的水电站,应确定其通信方式和设备配置;并根据工程布置特点,确定水电站内部生产调度通信及对外通信的方式,选定通信设备。

计算机监控系统在水电站的普遍推广应用,对二次设计带来了广泛深入的影响,电厂监视、控制系统等与过去传统设计有很大的不同。

2.7.4 电气设计的其他内容

电气设计还包括电工实验室、电气设备布置、闸门启闭机及过坝设施的电气设备及布置等内容。

对于电工实验室,主要需说明其配置规模,提出电工实验室生产用房的布置要求。对于电气设备布置,需说明水电站的厂区总体布置和主副厂房中的电气设备布置,选定主变压器场和开关站的布置形式,确定有关辅助生产用房的布置。对于闸门启闭机及过坝设施的电气设备及布置等内容的设计,可通过论证选定水工建筑物闸门启闭机及过坝设施的电力拖动和控制方式。确定供电电源方案,选择主要电气设备;确定电气设备的布置和辅助生产用房。

2.7.5 金属结构设计

金属结构设计的主要任务是选择设置在水工建筑物孔口上的闸门,即用以控制水流的设备。闸门主要由活动部分、埋设部分和启闭机械组成。金属结构设计涉及泄水建筑物、引水建筑物、尾水建筑物、通航建筑物和施工导流建筑物等装有闸门的部位。以下分别叙述:

对于泄水建筑物,设计中需选定闸门(阀)的布置方案、型式、数量和主要尺寸及参数,说明操作运行方式、检修条件,提出防止冰冻、淤堵、空蚀、磨损、振动等措施。选定启闭机布置方案、型式、容量、数量及主要参数,说明操作运行条件,提出启闭机的动力保证要求。若采用新门

(机)型、新材料、新技术时,应提出需要试验研究的要求,以及说明相应的技术保证措施。

对于引水建筑物的闸门、阀及启闭设备,设计中应选定闸门、阀、拦污栅及启闭机的布置方案、型式、容量、数量及主要尺寸及参数。提出防止冰冻、淤堵、磨损等措施,说明正常及事故情况下运行的可靠性,拟定维护检修条件,并说明充水平压及通气措施、操作方式和拦污栅的排污、清污措施。

对于尾水建筑物的闸门及启闭设备,设计中应选定水电站尾水闸门、启闭机的布置方式、型式、容量、数量及主要尺寸和参数。说明操作运行方式、充水平压措施和检修条件。

对于通航建筑物的闸门及机械设备,设计中应选定船闸、升船机、筏道及其他过坝设施的金属结构、闸门及机械设备的布置方案、结构型式、主要尺寸和参数。说明有关设备的操作方式、运行的可靠性、运转周期以及检修条件。

对于施工导流建筑物的闸门和启闭机,设计中应选定导流、封孔所用闸门启闭机的布置方案、型式、容量及主要尺寸。说明操作运用条件、下闸截流水位流量条件、截流及封堵的可靠性。

对于其他水工建筑物的金属结构设备,设计中应选定其布置方案、型式、容量、数量、主要尺寸及参数,说明操作运行方式、维护检修等条件。

2.8 水资源综合利用

水资源综合利用是以获得社会、经济和环境总体效益最优为原则,通过工程措施合理调配河流的流量和水位,多目标地开发利用水资源,为各有关部门多重服务。

水资源利用包括兴利和除害两方面,兴利有水力发电、灌溉、供水、航运、漂木、水产养殖、旅游等;除害有防洪、除涝、防凌等。

水资源综合利用的可能性包括以下三方面。

(1) 水资源具有多方面的功能,如水力发电要利用水体所蕴藏的能量;航运、水产养殖、旅游等要利用水资源形成有利的水域和水体;而灌溉和供水则需要消耗部分水量。所以只要经过合理调配,可以充分利用水的各种功能,实现一水多用。

(2) 各部门对水资源利用往往有共同的要求,如建造水库既壅高水位,又调节径流。水库壅高水位可为水电站提供发电水头,使水体蕴有的能量集中为水电站利用;为航运可加大库区水深,扩大水域,改善库区通航条件,提高通航能力;为灌溉和供水提高取水高程,扩大供水范围;为水产养殖和旅游形成或扩大需要的水域面积和水体,改善水产养殖和旅游环境条件。水库调节径流,可贮存汛期多余的水量,转到枯水期利用,既为发电、航运、供水、灌溉等增大了枯水期可利用的水量,又可以减少洪涝灾害。只要合理调度水库,可使一库多用。

(3) 发电、灌溉、供水、航运等部门都是国民经济整体中的一个组成部分,需要协调发展,所以国家或地区的国民经济发展要求综合利用水资源,以获得最佳的整体效益。

在水电工程的设计过程中,除考虑防洪要求外,还应分析各部门的用水要求,河流洪枯水量的大小,水库特点等,按工程开发任务的主次,协调发电与灌溉、供水、航运等各项任务之间的关系,进行水量平衡。当各部门用水要求不能完全满足时,应统筹兼顾、综合分析,合理调整各部门的用水要求,并拟定水库合理的运行方式。

3 主要勘测设计专业工作简介

3.1 水文、泥沙专业

3.1.1 水文专业

根据流域特征和工程所在地区的一般水文气象规律,调查、搜集、整理有关的气象、水文资料,为工程设计提供降雨、蒸发、水温、水质、冰情等气象要素资料;通过分析计算,为工程设计提供径流系列、设计洪水、坝(厂)址水位流量关系曲线等设计成果;并完成水文预报站网规划和水情自动测报方案的编制工作。随着设计阶段的深入,收集资料的逐步完整,各项水文、气象的基本资料和水文设计成果将逐步完善。

3.1.2 泥沙专业

根据工程所在地区流域特征和产沙规律,调查、搜集、整理有关的水文、泥沙资料,为工程设计提供悬移质和推移质年输沙量、泥沙颗粒级配曲线和矿物组成等设计成果;并根据河流输沙特性和工程特点,合理选用计算方法和有关参数,研究水库泥沙调度方式,完成水库泥沙冲淤计算及回水计算;并结合水工枢纽布置,研究工程泥沙防治措施。有些工程,视情况还需进行溃坝计算和不稳定流计算。随着设计阶段的深入,收集资料的逐步完整,各项泥沙的基本资料和泥沙设计成果将逐步完善。

3.2 水能规划及动能经济专业

本专业的工作可概括为算水账、电账和经济账。算水账就是通过径流调节计算确定水电站的能量指标,通过洪水调节计算配合水工专业确定坝高和泄流建筑物规模;算电账就是通过电力电量平衡计算,分析水电站在电力系统中运行时产生的容量和电量效益;算经济账就是在方案比较阶段,按国民经济评价的思路进行经济比较,最终对整个项目进行国民经济评价和财务评价。

(1) 在河流规划阶段,按照河流的开发条件、综合利用任务和电力市场的需求,优选水电梯级开发方案,并推荐近期工程;对于抽水蓄能电站的选点规划,重点阐述建设抽水蓄能电站的必要性,并根据报告中所列的抽水蓄能站点,按照电力市场需求和建设条件推荐近期工程。

(2) 在预可研至可研阶段,主要任务是选择水电站的水能参数(含正常蓄水位、死水位、汛期防洪限制水位、装机容量、引水道尺寸和水轮机额定水头等),在此基础上,按照水库调节性能和水电站类型,研究水库初期蓄水和水电站运行方式。

(3) 在招标设计阶段,应进一步复核水电站水能参数和运行方式,为机组招标提供机组加权因子和加权平均效率。

3.3 地质勘测和测量专业

3.3.1 地质勘测专业

水电工程地质勘测专业的任务是通过地质调查和相应的勘测手段(含钻探和物探),查明水电工程建筑物区的地质状况。在此基础上,全面分析工程地质环境,对兴建工程建筑物的工程地质条件进行客观的评价。由于建筑物类型、规模及重要性不同,对地质条件要求也不同,因而工程地质评价需结合建筑物的具体要求进行。其次,由于不同设计阶段地质勘测工作深度不同,工程地质评价的深度在不同阶段也有所不同,一般是定性和定量评价并重,随着工作的深入,逐步提高定量评价的精度。

水电工程地质勘测中主要工程地质问题的评价有:区域构造稳定性评价、渗漏问题评价、坝基抗滑稳定评价、土的地震液化问题评价、岩土体渗透稳定问题评价、地下建筑物围岩稳定问题评价和边坡稳定问题评价。

水利水电工程地质勘察是分阶段进行的。大、中型工程可分为规划勘察、可行性研究勘察、初步设计勘察、技术设计和施工图设计勘察4个阶段。各阶段工作简述如下:

(1) 规划勘察主要是调查河流或河段区域地质、地貌、断裂活动性及地震;了解各规划梯级的工程地质条件、近期开发和控制性工程水库、坝址的主要地质问题;普查各梯级所需的天然建筑材料;为规划方案和选择近期开发工程提供地质资料。

(2) 预可行性研究阶段勘察是查明工程区活动断裂的分布、稳定性和地震活动情况、评价工程场地的区域构造稳定性;调查库、坝区的主要工程地质问题,并做出初步评价;初查工程地区附近可能利用的各种天然建筑材料;为选定坝址和引水线路、初选基本坝型和枢纽布置提供地质依据。

(3) 可行性研究阶段勘察是查明库区专门性水文地质及工程地质问题和预测蓄水后的变化;查明建筑物区的工程地质条件并进行评价,为选定坝型、枢纽布置、各建筑物的轴线和地基处理提供地质资料和建议;查明导流工程的工程地质条件;必要时进行施工附属建筑物场地工程地质勘察和施工与生活用水初步调查;进行天然建筑材料详查;地下水动态长期观测和岩土体变形的监测。

(4) 技术设计施工图设计勘察主要是进行工程地质专题研究;查明附属建筑物工程地质条件;通过施工地质工作核实前期资料,配合设计调整及优化工程设计;提出施工和运行期工程地质监测的内容、布置方案和技术要求的建议,分析施工期地质监测资料;必要时进行天然材料复查。

3.3.2 工程测量专业

工程测量是为资源开发的规划、设计、施工、运行管理所进行的测量工作的总称。水电工程勘测设计的工程测量贯穿于水电工程建设过程中的前期阶段(含规划、预可行性研究和可行性研究阶段),是水电建设的先导与基础。主要内容包括平面与高程控制测量、地形测量、专题信息提取与制图、河道断面与水库淹没测量、面积量算等。

各阶段的测量工作简述如下:

(1) 规划阶段的测量工作侧重于全河流或河段的中、小比例尺地形测图和制作影像图、纵横断面测量、水文站网联测及其他物理信息获取、编制专题图等,并为上述工作而进行沿河平面与高程控制网的测量。

(2) 预可行性研究阶段的测量工作侧重于工程的枢纽区、水库区的大、中比例尺地形测图,水库淹没损失各项资料目,建筑材料场地的测图等,并为工程地质调查提供各种测绘资料。

(3) 可行性研究阶段的测量工作主要进行水电站枢纽区、施工区和建筑材料场地的大比例尺地形测图、水库淹没界线与浸没区的测定、移民和土地赔偿等的测量。对于在不良地质条件的地区进行建设,则还要对地层的稳定性进行观测。

水电工程施工详图阶段的测量工作主要由施工单位的测量队伍完成。

3.4 水工建筑专业

水工建筑专业的主要任务是根据工程开发任务、工程规模,结合水文、泥沙、地形、地质和当地建材等特点,以及

工程所在地的环境状况,分析工程施工条件,研究确定枢纽工程等别及主要建筑物的级别、洪水标准和地震设防烈度,在此基础上,开展坝址、坝型和枢纽总布置方案的设计工作,估算工程量。

设计水工建筑物均需根据规范规定,按建筑物的重要性、级别、结构类型、运用条件等,采用一定的洪水标准,保证遇标准以内的洪水时建筑物的安全。水工建筑物的运用条件一般分为正常和非常两种。正常运用采用设计洪水标准;非常运用采用校核洪水标准。洪水标准多以洪水的重现期或出现的概率表示,如百年一遇洪水(出现的概率为1%)。非常重要的水工建筑物有时以可能最大洪水为校核洪水标准。

3.5 机电及金属结构专业

水电工程机电各专业主要任务是阐明水电厂与电力系统的联结和近区供电方式,选择电气主接线方案、开关站的型式及主要机电设备(含水轮机及其附属设备、辅助设备、电气设备、金属结构等),并对各种机电设备开展总体布置的设计工作。

3.5.1 水力机械专业

水力机械专业承担比较选择水轮机/水泵水轮机型式、单机容量、台数、主要参数、安装高程等,并配套选择机组主要附属设备、厂内起重设备的型式和数量,提出电站调节保证计算的分析计算成果。

3.5.2 电气专业

电气专业分为电气一次和电气二次。电气一次专业需分析阐明电站的送电方向、出线电压、送电距离、送电容量和出线回路数,比较选择电气主接线方案(含抽水蓄能电站水泵工况启动接线方案)、发电机/发电电动机、主变压器和高压配电装置等主要电气设备的型式及主要参数,确定厂用电源的引接方式;电气二次专业需研究确定工程的调度管理方式及值班方式,确定控制、通信的总体设计方案和保护配置原则。

3.5.3 金属结构专业

金属结构专业的任务是确定导流、发电、泄洪、排沙、放空、灌溉等水工建筑物的闸门、拦污栅、阀及启闭机等金属结构设备的型式、参数、尺寸、布置方案及运行方式。确定其他水工建筑物(含通航、拦污、排污等)金属结构设备的规模、型式、主要参数和布置方案。

3.6 施工专业

施工专业主要任务是根据水电工程的施工条件(工程地理位置,工程布置特点,施工场地水文、气象状况,对外交通和拟建交通设施,施工期通航、排冰、下游供水等要求,建材的来源和水、电等供应条件)开展施工设计。施工专业设计的内容包括:

- (1) 结合工程施工期的有关要求,从初期导流、后期导流、到下闸蓄水完建期导流,需统筹规划、全面安排。
- (2) 调查混凝土骨料、石料、土料等料场的分布、储量、质量和开采运输条件,开展料源规划工作。
- (3) 研究确定主体工程的施工程序、施工方法,并估列主要施工机械设备。
- (4) 选择对外交通运输方案,包括转运站位置和大件运输方案。并开展包括弃渣场规划在内的施工总布置和施工分区规划。
- (5) 拟订施工总进度,提出第一台机组发电年限和总

工期。

3.7 水库专业

水库专业规划设计的主要任务是:合理确定水库淹没处理范围,查明淹没损失实物指标(含人口、房屋、耕地、林地和重要专业项目等),研究水库淹没对地区国民经济的影响,参与论证工程规模,进行移民安置、城镇和集镇的复建、防护工程的规划设计和水域开发利用,制定库底清理的技术要求,编制建设征地和移民安置补偿投资概算(匡算、估算)。

3.8 环保与水土保持专业

环境保护工作是水电前期阶段的重要工作内容,并贯穿在水电前期工作的全过程。该专业的工作内容为:

(1) 在河流(段)规划阶段针对整个(局部)流域,在预可行性研究阶段针对工程所在区域,通过调查,收集有关资料,描述自然环境和社会环境现状,对于涉及的环境敏感问题要进行重点调查和叙述。

(2) 在河流(段)规划阶段针对整个(局部)流域,在预可行性研究阶段针对工程所在区域,分析和评价流域梯级开发或工程建设的主要环境影响,明确是否涉及重大环境敏感问题,若涉及重大环境敏感问题,需进行重点分析和评价。

(3) 通过分析和设计工作,拟定预防或减轻不利环境影响的环境保护和水土保持对策和措施,提出规划设计方案和估算的工程量(重大措施项目要重点研究),提出环境保护工程投资(匡算、估算或概算)和环境影响评价结论。

(4) 环境影响评价报告书和水土保持方案报告书按照工程规模的大小,经各级环境保护管理部门或水土保持管理部门批准后,环保(含水保)专业需依据批复意见,开展环境保护设计工作。

(5) 招标设计阶段需深化、细化环境保护设计工作的内容,施工详图阶段目前已开展了环保(含水保)监理工作。

(6) 工程竣工验收时,环保专业参与验收工作。

3.9 定额编制和概预算专业

定额编制和概预算专业的任务是根据水电工程的建设地点、工程规模、对外交通条件、枢纽建筑物布置及特征参数、主要工程量、建设工期、资金来源和投资比例等,分析论述投资编制的原则和依据,说明主要基础价格和工程单价的确定原则和其他需要说明的问题,并通过分析计算提出主要投资指标:包括工程总投资、静态投资、枢纽建筑物投资、建设征地和移民安置费用、环保工程投资、独立费用、预备费用和建设期贷款利息等。

定额编制和概预算专业的任务不同阶段有不同的称谓:规划阶段称投资匡算,预可行性研究阶段称投资估算,可行性研究阶段称投资概算,招标设计阶段称为执行概算,工程竣工后称为决算。

3.10 经济评价专业

水电工程经济评价专业的主要任务是根据水电工程的工程任务、规模、效益、工期和投资等,以及财税制度和规定,开展经济评价工作。

3.10.1 经济评价基本概念

水电建设项目的经济评价分为财务评价和国民经济评价。财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的条件下,

从项目财务角度分析、计算项目的财务盈利能力和清偿能力，据以判别项目的财务可行性。国民经济评价是从国家整体角度分析、计算项目对国民经济的净贡献，据以判别项目的经济合理性。

3.10.2 经济评价任务

水电建设项目财务评价主要根据项目的费用（投资、经营成本和各项税金）、发电效益和收入、在分析清偿能力和

盈利能力的基础上测算上网电价，计算财务内部收益率和投资回收期，也可计算财务净现值、投资利润率、投资利税率和资本金利润率等指标。

水电建设项目国民经济评价主要以设计水电站投资和经营成本为费用，以替代电站的投资和经营成本为效益，计算水电建设项目的经济内部收益率、经济净现值和经济净现值率等指标。



第5章 水工建筑物施工

1 概述

1.1 施工主要工序和工艺

水电站的施工大体上可分为导截流工程和主体工程施工两部分。从施工工艺方面大体上可分为地基处理、土石方工程和混凝土工程等几大工种,其施工设备及施工工艺也是各不相同的。

1.1.1 地基处理

水工建筑物的地基及其周围介质都由岩体或土体组成,承受建筑物传递的荷载,或向建筑物施加荷载,要满足稳定、变形和渗流等方面的要求。如天然状态下的岩土体不能满足工程要求时,就要采取人工干预措施,进行地基处理,改变岩土体的性质,以适应建筑物的要求,或改变建筑物的设计,使建筑物与地基及周围岩土体相互适应。有时还要采取桩、地下连续墙、预应力锚固等形式,形成人工地基或复合地基,以满足安全及经济方面的需要。

水工建筑物的地基处理已形成水电站施工中颇具特色的一大专业,施工方法丰富多彩。对于土石坝和混凝土坝两大类水工建筑物,其地基的要求是不相同的,因此其处理方法也各有侧重。由于土石坝对地基的适应性较强,对地基承载力要求不高,一般在软弱土层上是不适宜筑高坝的,而对岩石地基及砂砾石地基,其强度与变形特性易于满足土石坝的要求,除软弱夹层要加固处理外,地基处理的目的主要是防渗处理,常用的方法对砂砾石地基有混凝土防渗墙、帷幕灌浆、高喷板墙等垂直防渗措施,以及上游水平铺盖及下游反滤排水等渗流控制措施;岩石地基主要是固结及帷幕灌浆以及反滤排水;土质地基加固的措施主要有加密、置换、排水固结、振冲、高喷、深层搅拌等。对于混凝土坝,一般都位于岩石地基上,其承载力及渗流控制方面的要求较高,既有加固要求,又有防渗要求,常用的方法有开挖、置换、喷锚、预应力锚固及各种桩基础,固结和帷幕灌浆更是必不可少的措施。帷幕灌浆结合其幕后的排水以降低扬压力,控制地下水位,是保持建筑物及两岸和下游边坡稳定性的有效措施。

对于水工建筑物而言,灌浆是最为普遍而有效的地基处理措施。按其作用机理可分为渗入性灌浆、劈裂性灌浆、压密性灌浆、充填性灌浆等类型;按灌浆材料可分为水泥浆液(含掺加黏土、砂、粉煤灰和其他外加剂的混合浆液)和化学浆液(含水玻璃和各种有机高分子系列材料)两大类。中国在灌浆的理论和实践方面都有较大的发展,形成高压、密孔、浓浆的特色工艺。对高压劈裂灌浆、水泥与化学综合灌浆等工艺的理论与实践都有所贡献。混凝土防渗墙在水工建筑物中的应用也很普遍,可以适应各种情况,且在规模、难度和技术水平等方面都居世界前列。

1.1.2 土石方工程

修建水利枢纽和水电站,常需要搬动大量土石方,包括开挖和填筑两大部分。对于水电站建设,主要有工程爆破、土石方明挖、高陡边坡开挖与处理、石方洞挖、土石坝工程

等方面。其主要工序有爆破、挖掘、运输、堆渣、填筑、安全处理等。由于工程中的土石方工程量一般都很巨大,需要装备重型设备,才能于合理工期内完成工程任务。

工程爆破的目的是利用爆破能量将开挖对象松动和破碎,以便于挖掘和运输。为实施爆破作业,在钻孔爆破中要先形成钻孔以提供装药的空间,在装入炸药的同时埋入起爆体和起爆网络,进行分层分段、微差顺序爆破。为使保留的部分岩体不受破坏,需要采用各种控制爆破技术,如预裂爆破、光面爆破等,以减少爆破对保留岩体的影响,保证边坡及地基面的开挖质量。为了达到一定的爆破规模,也可以采用洞室爆破方法,扩大装药量,以便于一次爆落更大方量。按爆破作业目的不同,可分为开挖爆破、拆除爆破、定向爆破、岩塞爆破、水下爆破等方式。定向爆破是将爆落的材料按照预定的方向和距离堆积的特种爆破技术,国内外都有用定向爆破筑坝或筑围堰的工程实例。在需要于已建工程中增设泄水、引水隧洞时,常在进口预留一定厚度的岩塞,在洞身完成后再用爆破方法拆除,使隧洞通水。

土石方明挖是在岩体爆破松动后,用挖掘机械挖装后运到指定地点堆放或填筑。运输方式主要有用轨道交通的有轨运输、用自卸汽车的无轨运输、用胶带机的传送带运输等,其中最常用的是无轨运输。在堆石料开挖或利用开挖料作填筑材料时,对爆落渣料要求有一定的级配,除在爆破设计中予以保证外,还要通过爆破试验确定。水电站施工中还常遇到高陡边坡的开挖,需要采用控制爆破技术减少爆破振动的影响,遇到不良地质条件时除削坡减载外,还要采用各种支护措施以加强边坡的稳定性,常用的有喷锚、锚洞、抗滑桩、混凝土挡墙、排水等。

土石方洞挖是水电站地下工程施工中极为重要的一环。包括大型洞室、长大隧洞、竖井斜井等,还常遇到大规模的洞室群。施工方法有常用的钻爆法及在一定条件下应用的掘进机法(含盾构法)。钻爆法有全断面掘进、台阶式掘进及分层分块掘进等几种,主要工序有钻孔、装药爆破、通风排烟、装渣出渣、安全处理及支护、衬砌、灌浆等。遇不良地质条件时,有可能发生塌方冒顶等险情,及时支护尤为重要。对长隧洞和开挖工作量大的情况,可以设置施工支洞,增加出入口及交通通道,以加快施工。用岩石掘进机开挖隧洞在中国于1960年开始研究应用,以机械力破碎岩石,并排出碎渣,在不良地质条件下则采用盾构掘进机,可以集开挖、出渣、支护、衬砌、灌浆等工序于一体,一次成洞,能保证成洞的速度和质量。隧洞施工中采用控制爆破、锚喷支护、围岩监测等措施,用监测资料指导施工,充分发挥围岩的自承能力,构成现代信息化施工的框架,是对提高隧洞施工水平的贡献。竖井斜井的开挖与平洞开挖施工方法有所不同,有全断面开挖和先打导井后扩挖两种,后者在扩挖时利用导井溜渣,在底部出渣,较为方便。地下厂房等大型洞室一般都要分层分块开挖,对施工程序要做专门设计。

土石坝是坝工建设中一种重要的坝型,以其对自然条件的适应性良好和可以就地取材而得到广泛应用。对水电站的高坝,都以强度和模量较高的堆石或砂砾石为坝主体材料,

以不透水的黏性土或人工配制的材料作为防渗体,主导的坝型是土质心墙堆石坝、混凝土面板堆石坝,沥青混凝土心墙或面板堆石坝也已开始应用。筑坝的主要工序有土石材料的开采、运输、铺填、压实、质量检测等方面。对堆石材料要用爆破方法开采,需要用调整爆破参数的方法使爆落材料满足级配要求。对反滤料、垫层料等细级配料要用人工破碎、筛分、掺配等方法制备。对土质防渗材料有时要采用调整含水率和级配的措施保证上坝时满足设计要求。枢纽建筑物的开挖料要充分利用作为筑坝材料或用以制备混凝土骨料。筑坝材料的运输一般采用无轨运输方式。坝面都采用分层填筑,将料物摊铺成层状,然后用相应的压实机具将其压实,经检测合格后再铺填下一层,直至坝顶。压实方式分为静力压实、振动压实、冲击压实等种类,或其综合使用,目前以振动压实最为常用,防渗土料一般用振动凸块碾压实,而堆石、砂砾石等无黏性材料一般用振动平碾压实。中国用现代技术建设混凝土面板堆石坝是1985年开始的,以后得到很大的发展,到2004年底的不完全统计,已建、在建的有125座,其中坝高大于100m的有35座。坝主体用分层碾压法填筑,混凝土面板都用滑模分条块浇筑,接缝处设止水,并通过趾板与地基防渗帷幕相连接,组成完整的防渗系统。沥青混凝土心墙有浇筑式和碾压式两种,面板为碾压式,都有专门的施工设备进行沥青混凝土的拌和、运输、分层浇筑或分层摊铺和压实。

1.1.3 混凝土工程

不论采用何种形式的水电站和何种坝型,都要使用大量混凝土。据2000年出版的《中国水力发电工程·施工卷》的资料,在中国已建成的装机容量1.2万kW以上的水电站中,混凝土坝约占70%,共浇筑各种水工混凝土2.48亿 m^3 ;在大型水电站中,混凝土坝占84%;在已建成的39座坝高100m以上的高坝中,混凝土坝共25座,占64%。由此可见,混凝土工程在水电站建设中的重要性。混凝土工程的主要工序有:优选原材料和优化配合比;混凝土的拌和、运输、摊铺、振捣;温度控制;模板工程;接缝灌浆;质量检测等。1986年建成中国第一座碾压混凝土坝以来,发展很快,到2000年已建、在建的已达40座,总体积在1000万 m^3 以上。碾压混凝土坝的坝型也由重力坝发展到拱坝和薄拱坝。

混凝土的原材料大量的是骨料和水泥。早期的水电工程多采用天然骨料,20世纪70年代以来开发了大型人工砂石料系统。所用母岩除灰岩外,还有正长岩、花岗岩等多种岩石。用于大体积水工混凝土的水泥常用中热硅酸盐水泥,并控制其水化热和含碱量,有微膨胀性者更好。掺合料多用粉煤灰,还有以凝灰岩、磷矿渣、磨细矿渣等作为掺合料使用的。外加剂在水工混凝土中的应用已有较长历史,已有各种高效减水剂、引气剂、调凝剂、减缩剂、微膨胀剂等可供选用。混凝土配合比中除满足强度、抗冻和抗渗要求外,也重视提高其耐久性、抗裂性和抗蚀性,以及溢流面混凝土的抗冲刷性能。混凝土坝施工综合机械化水平已有很大提高,施工企业用大型和新型的设备装备起来,年混凝土浇筑量可以达到几百万立方米。温控技术的发展可以使一些大型工程用通仓浇筑代替传统的柱状浇筑,以加快进度和提高结构的整体性。模板、振捣、缝面处理等都有新技术、新设备被开发利用。

碾压混凝土技术已被用于重力坝、重力拱坝和薄拱坝。碾压混凝土坝的施工特点是采用类似于土石坝的施工方法,将低稠度的混凝土薄层摊铺后,用振动碾全断面碾压、快速

连续上升,打破了混凝土坝分块柱状浇筑而限制施工速度的问题。近年来这项新工艺在中国坝工实践中有了很大发展。

地下洞室衬砌混凝土是大坝混凝土以外的重要混凝土品种。隧洞混凝土衬砌施工有全断面一次浇筑和分部浇筑两种。分部浇筑时对圆形断面可先浇边顶拱后浇底拱或先浇底拱后浇边顶拱;对方圆形断面,可以将边顶拱和底拱分两次浇筑,也可以将底拱、边墙、顶拱分三次浇筑。模板对标准断面使用钢模台车,异形断面和渐变段用木模或组合钢模,由混凝土泵送入仓。隧洞衬砌也可施加预应力,以提高对内水压力的抗力。施加预应力的方式可以用高压灌浆,或是用机械方法加载。竖井可以用滑模连续浇筑或用提升式钢模自下而上分块浇筑,斜井可以用拉模或滑模全断面浇筑,或用钢模分块浇筑。

1.2 中国水工建筑物的施工水平

从中国已建成的大型水电站看,中国水工建筑物的施工水平已处于国际先进水平,有些还处于国际领先。表现在以下方面:

(1) 工程规模:如长江三峡水利枢纽,混凝土重力坝,最大坝高181m,坝顶长度2309.47m,总库容393亿 m^3 。泄洪坝段居河床中部,泄洪流量达102500 m^3/s 。两侧为电站厂房坝段和非溢流坝段,右岸还有一座地下厂房。水电站装机26台,单机容量700MW,总装机容量达18200MW,年发电量847亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。位于左岸的双线连续五级船闸,总水头113m,中间级水头45.2m,闸室尺寸280m \times 34m \times 5m;其垂直升船机提升高度113m,提升重量11500t。主体工程量为土石方开挖10283万 m^3 ,混凝土浇筑2794万 m^3 ,金属结构安装25.7万t。三峡工程大坝不是很高,但其泄洪流量、电站装机、船闸和升船机规模、土石方开挖、混凝土浇筑量等,都居世界第一。

已建成的二滩双曲溢流拱坝,高240m,其坝高、坝身泄洪消能水平、拱坝承受的荷载、导流洞和泄洪洞断面、地下厂房尺寸等指标都居世界前列。在建的金沙江溪洛渡(高273m)、澜沧江小湾(高292m)、黄河拉西瓦(高254m)等混凝土双曲拱坝,其工程规模和技术难度也是世界水平的。

黄河小浪底斜心墙堆石坝,坝高154m,坝顶长1667m,坝体填筑工程量5185万 m^3 ,坝基覆盖层深80m,用混凝土防渗墙处理,左岸山体内部布置了16条大型隧洞,地下厂房尺寸251.5m \times 26.2m \times 61.44m,工程地质条件复杂,采用了很多新技术,工程规模和技术难度都是世界级的。拟建的还有几座坝高300m量级的土石坝。

碾压混凝土重力坝和拱坝、混凝土面板堆石坝是世界上两种新兴的坝型,在中国得到了很快发展,在坝高、数量、规模、技术水平等方面,都处于国际领先水平。如龙滩碾压混凝土重力坝,最终坝高216.5m;水布垭混凝土面板堆石坝,坝高233m,都是该坝型的世界第一高度。

在水电站建设中,经常遇到大量大型地下洞室,包括大型地下厂房和长大水工隧洞。中国的水电站地下厂房规模大,数量多,如二滩水电站地下厂房,装机容量3300MW,长280.3m、宽25.5m、高63.9m;小浪底水利枢纽的地下厂房尺寸为长215.5m、宽26.2m、高61.4m。在建的溪洛渡水电站地下厂房,左右岸各有一座,尺寸为长333.0m、宽30.0m、高75.0m,各装9台机组,总容量14400MW。中国还建成了长达42km的引黄南干线7号洞,尺寸为17.5m \times 23.0m的二滩水电站导流洞,在小浪底工程左岸山

体内建设了由16条大型水工隧洞组成的洞群,其规模也是少见的。

(2) 施工速度:一般大型水电站工程都可以在开工后7年左右、截流后5年左右达到第一批机组发电,而且施工速度有进一步加快的趋势,可以在合理的工期内,完成巨大的工程量。到2004年,中国的水电装机容量已经突破1亿kW,达到10 975万kW,2004年当年装机达到1034.5万kW。施工和安装的速度是惊人的。

长江三峡工程的工程规模是史无前例的。按预定计划,工程分三期施工,总工期17年,1993年开始施工,1997年大江截流,2003年第一批机组发电、船闸通航,2009年枢纽工程完工。目前进展已超过预期进度,预计可以提前一年完成。三峡工程总开挖量达1.21亿 m^3 ,最高年开挖量达4400万 m^3 ;混凝土浇筑量2800万 m^3 ,最高年浇筑量达到543万 m^3 ,最高月浇筑量达到55.35万 m^3 。发电机组单机容量70万kW,2003年及2004年分别投产6台和5台,也是创纪录的。

大朝山水电站碾压混凝土重力坝,坝高111m,装机容量135万kW,1997年截流,2001年第一台机组发电,2003年完工。碾压混凝土总量为90万 m^3 ,月平均强度达3万 m^3 。在建的龙滩混凝土重力坝,碾压混凝土占总量的65%,月浇筑强度达25万 m^3 。

黄河小浪底水利枢纽于1994年9月开始主体工程建设,1997年10月28日截流,到2000年1月9日第一台机组发电。其大坝为斜心墙堆石坝,坝高160m,填筑方量5185万 m^3 ,最高月强度达到157万 m^3 ,比原定计划提前了13个月完成坝体填筑。

天生桥一级水电站混凝土面板堆石坝,坝高178m,坝顶长1104m,填筑方量1800万 m^3 ,装机容量120万kW,1994年截流,1998年第一台机组发电,2000年完工。三板溪水电站混凝土面板堆石坝坝高185.5m,装机容量100万kW,2003年7月截流,2005年底第一台机组发电,历时仅两年半。

中华人民共和国建立以来,水电工程中已建成水工隧洞总长达600km以上,地下厂房100多座,由于峡谷地区高坝大水电站及抽水蓄能电站的建设,大规模的地下工程也迅速增加,施工速度也有很大提高。以钻爆法施工的鲁布革水电站引水隧洞,成洞直径8.8m,月开挖进尺最高达373m,平均230m;引大入秦开挖洞径5.53m,用带护盾的掘进机开挖,月进尺达1300m;已完工最大的二滩水电站地下厂房,开挖量32.3万 m^3 ,工期27个月。将地下工程的施工水平推向新的高度。

(3) 施工装备水平:新中国成立初期,施工队伍只有一些轻型机具,主要依靠人力施工。随着国力的增长和国际贸易的发展,施工机械化水平有了极大的提高,现代化的重型机具已经迅速普及,一般常规的土石方工程、混凝土工程、地下工程、地基处理等主要工种的机具都基本具备,包括重型的土石方挖掘和运输设备、大型人工砂石料系统、大型自动化拌和楼、快速缆式起重机、大型门机塔机及胶带机等运输设备、重型振动碾压机具、各种混凝土模板系统、开挖竖井斜井用的反井钻机及爬罐等,并可以根据工程量大小及施工条件进行配备,取得经济合理的效果。以土石坝为例,鲁布革水电站心墙堆石坝、天生桥一级水电站混凝土面板堆石坝、小浪底水利枢纽斜心墙堆石坝的填筑方量分别为222万 m^3 、1800万 m^3 、5158万 m^3 ,配备的主要运输设备分别为20t、32t、60t的自卸汽车,最高月强度分别达到22万 m^3 、

118万 m^3 及157万 m^3 ,这三个工程的最高月填筑强度约为总填筑方量的1/10、1/15及1/35,都是根据工程量和工期等因素选定的。

对一些世界上的先进设备、专用设备也有引入,如浇筑混凝土用的塔带机在三峡、小浪底等工程上发挥了很大作用,双轮铣地下连续墙造槽机用于三峡大江围堰混凝土防渗墙施工,隧道全断面掘进机和盾构机在开挖大断面隧道中的应用,大吨位振动碾压机及冲击碾压机对土石坝料的压实有良好效果等。

有些大型施工设备在引进、开发、研制的基础上,国产化进程发展很快,一般通用设备都已有国产品,在数量和质量上大多能满足工程需要,对提高施工队伍的装备水平和施工综合机械化程度有很大促进。

(4) 施工技术:据有关报道,中国在20世纪80年代至2000年间,约建成100m以上高坝29座,其中混凝土双曲拱坝和重力拱坝8座,最大坝高240m(二滩);土石坝12座,包括混凝土面板堆石坝9座,最大坝高178m(天生桥一级),心墙堆石坝3座,最大坝高160m;重力坝9座,包括碾压混凝土重力坝2座,最大坝高131m(江垭)。这与国际坝工界优先采用拱坝、碾压混凝土坝和混凝土面板堆石坝的发展趋势是一致的,而且中国在这三种坝型的发展都处于国际前列。如碾压混凝土坝,总结出一套高掺粉煤灰、低稠度、薄层、全断面、短间歇快速连续浇筑的施工工艺,并开发了斜层摊铺浇筑、变态混凝土等新工艺,可以在南方高温条件下快速连续施工,极大地改善层面结合,使碾压混凝土成为能自身防渗的结构,使中国碾压混凝土施工技术处于国际领先水平。与之配套的模板、混凝土入仓、摊铺、碾压等都有成熟的经验。

在地下工程方面,以钻爆法施工的普遍采用控制爆破方法减少对围岩的破坏,采用无轨作业,掘进、观测、支护相结合的信息化施工技术,以保证安全施工。已有不少水工隧洞采用掘进机进行全断面开挖,软弱岩层则采用带护盾的掘进机开挖,配合预制管片安装,实现开挖、出渣、衬砌、灌浆平行作业,实现一次成洞。隧洞衬砌采用针梁模板、钢模台车、混凝土泵浇筑。隔河岩、小浪底等工程的水工隧洞曾采用现浇后张法预应力环锚衬砌结构。地下厂房普遍采用岩锚吊车梁,可以减小厂房宽度1~2m。在地质条件许可情况下,尽量采用喷、锚、灌等轻型结构取代混凝土衬砌,效果很好。竖井、斜井也都采用现代技术施工。

由于水工混凝土的特殊性,常要求配制适应特定条件的特种混凝土。中国已开发出掺加粉煤灰、硅粉、磨细矿渣等活性材料代替水泥的高性能混凝土,掺加钢纤维、高分子材料纤维的纤维混凝土,水下不分散混凝土,微膨胀性混凝土,聚合物水泥砂浆和混凝土,抗冲耐磨耐蚀混凝土等特种混凝土品种,并在实际工程中应用。

2 施工导流

在河流上修建水工建筑物,必须先进行施工导流工程,在整个施工期间对水流进行全过程控制,以保证水利水电工程的安全正常施工。施工导流的布置对工程的整体布置有重要影响,因此在确定坝型和水工枢纽布置时必须考虑相应的施工导流方案。施工导流包括导流和截流两部分,是水利水电工程中带全局性的重大问题,具有风险性,应慎重对待,科学决策。中国随着在大江大河上兴建一大批水利水电工程,施工导流流量和导流建筑物规模日益增大,建成了世界上流量最大的三峡工程导流明渠,过流量达83 700 m^3/s 。

以及过流断面最大的二滩工程导流隧洞, 尺寸为 $17.5\text{m} \times 23.0\text{m}$, 标志着中国水电工程施工导流技术已达到世界水平。

2.1 导流

2.1.1 导流标准

导流标准包括导流建筑物等级和设计洪水标准, 其确定实际上是风险决策的问题。标准高, 安全性也高, 但投入也大; 标准低, 安全性也低, 但投入也小, 其确定是一项风险决策的任务。中国现行规范, 按照保护对象、失事后果、使用年限、围堰工程规模等项目, 分成Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ级, 再根据围堰类型是土石还是混凝土结构, 分别确定洪水标准, 为 3~50 年一遇不等。实践中有一些工程导流标准太低, 基坑频繁过水, 甚至将围堰冲毁, 造成生命财产损失。有时为了减少导流工程量, 常按枯水期流量设计导流建筑物, 在下一个汛期用坝体挡水, 或坝体过水度汛。在导流流量较大、基坑可能反复过水时, 可以设置过水围堰, 甚至在围堰的适当位置或岸边设置自溃堰, 必要时在围堰过水前先破自溃堰向基坑充水, 避免冲毁围堰及基坑内正在施工的工程。使用较长时间的导流工程, 则要求用全年洪水标准设计, 以保证基坑全年施工条件。

2.1.2 导流方案

水利水电工程的施工导流有一次导流和分期导流两种方案。

一次导流方案适用于较狭窄河谷, 以隧洞导流为主。在导流隧洞建成后, 将河道堵住, 建成上下游围堰, 使水流经导流洞下泄, 在基坑中进行主体建筑物的施工, 建成后封堵导流隧洞进行蓄水。这是最为经济合理的首选方案。对土石坝工程, 由于不便在河床内分期施工, 且一般不容许坝体过水, 因此不论河谷宽窄, 常采用河床一次断流、隧洞导流的方式。在黄河、乌江、雅砻江、澜沧江、清江的狭窄河段上的混凝土坝也常采用这种方式。

分期导流常用于较宽阔河床内的混凝土闸坝, 如长江、岷江、汉江、闽江、沅水等河流上的水利水电工程。一般为二期, 也有分为三期的。主要形式是明渠和坝体底孔或顶部缺口导流, 明渠还可作为施工期通航之用。分二期导流时, 先在河床中修建一道纵向围堰, 再用上下游围堰和纵向围堰围成基坑, 原河床或开挖后的明渠过水, 在混凝土坝的底孔形成后再围一期过水渠道, 由底孔过水, 在完成后封堵底孔蓄水。特大江河则有分三期导流的情况。在修建纵向围堰后先围一岸, 开挖导流明渠, 由原河床过水; 导流明渠完成后进行大江截流, 明渠泄水, 在基坑内进行主体工程的施工。在形成底孔并达到挡水高程后进行第三期导流, 再围导流明渠, 进行导流明渠内工程的修建。长江三峡水利枢纽就是采用三期导流方式修建的实例。也有采用四期导流的工程。

导流工程的布置、导流方式的确定、导流程序的安排等与坝址水文、地质、地形等自然条件和工程的具体情况密切相关, 也关系到工程的总体布置和工程的总进度, 要在多方案比较的基础上因地制宜地郑重决定。在不少情况下, 还需要进行导截流水力学模型试验。

2.1.3 导流工程

2.1.3.1 导流隧洞

据 2000 年的不完全统计, 中国大中型水电站中, 约 49% 采用隧洞导流, 其中土石坝约占 56%, 混凝土坝约占 44%。25 座土石坝中, 有 22 座采用隧洞导流。早期的工程, 受到施工设备和施工技术的限制, 导流隧洞的规模一般

很少超过 $3000\text{m}^3/\text{s}$ 。随着大型隧洞开挖、支护技术的发展与施工机械化水平的提高, 20 世纪 80 年代以后大型导流隧洞增多, 大流量已非隧洞导流的制约因素, 大型水电站采用隧洞导流的大为增加。特别是水电开发向西部地区发展, 高山峡谷地区的混凝土高坝都采用一次断流的隧洞导流方式。单洞导流流量在 $3000\text{m}^3/\text{s}$ 的比比皆是, 双洞导流流量以二滩工程的 $13\ 500\text{m}^3/\text{s}$ 为最大, 还有天生桥一级的 $10\ 800\text{m}^3/\text{s}$ 等。小浪底用 3 条导流洞, 设计挡水标准为 $17\ 340\text{m}^3/\text{s}$, 经水库调节后下泄 $8740\text{m}^3/\text{s}$ 。导流隧洞也可用龙抬头、孔板洞、竖井消能等形式改建成永久泄洪排沙建筑物, 也可以与水电站尾水洞相结合, 将临时工程利用为永久工程, 取得更为经济的效果。

2.1.3.2 导流明渠

在采用河床分期导流方案时, 由于原河床宽度不够, 或导流流量大, 而在岸边开挖一条明渠, 下泄施工洪水。在有条件时导流明渠内的主体工程可以先建, 形成底孔或缺口后再围大江, 也可做到一次断流。有时明渠有施工期通航的要求, 就要分期导流了。由于施工简便, 可以与其他准备工程同时进行, 有利于缩短工期, 早期的工程有条件时常用这种导流方案, 以后却多为隧洞导流取代, 但对宽河床情况下的工程仍为必要, 如三峡、水口、岩滩、铜街子等工程。三峡工程的导流明渠底宽 350m , 设计流量达 $83\ 700\text{m}^3/\text{s}$, 除导流外, 对解决施工期通航问题发挥了重要作用。

2.1.3.3 围堰

在施工导流期间, 除用原河道、明渠、隧洞等下泄施工期洪水外, 还要用围堰围护基坑, 挡施工洪水, 保持基坑内主体建筑物的干地施工条件。围堰一般为临时性工程, 但也可以与主体工程相结合, 成为永久工程的一部分。

围堰最常用的形式为土石围堰和混凝土(含碾压混凝土)重力式或拱形围堰两大类, 尤以土石围堰更为常用。在碾压混凝土开始推广以后, 由于其施工速度快, 造价低、风险小, 而被广泛采用。其他围堰形式, 如草土围堰、木笼围堰、框格围堰、钢板桩围堰等形式, 曾有应用, 但目前除一些特殊情况外, 已不再使用。

(1) 土石围堰。有心墙式和斜墙式两种, 常与截流戗堤相结合。施工程序分堰体填筑和闭气等工序, 而其防渗措施常决定围堰的形式。早期修建的工程常用土质心墙或斜墙防渗, 堆筑围堰后在上游抛土闭气最为常用。随着工程规模不断扩大, 覆盖层不断加深, 这种方式已不能解决问题。一般都采用截流后加高堰体至水面以上一定高度, 以此作为施工平台, 进行垂直防渗, 然后用黏土、土工膜等做防渗体加高至设计高程。在宽河谷情况下还可以在截流前由两岸先进占一部分, 以减少截流后的工程量。垂直防渗措施常用的是混凝土防渗墙, 也可以用灌浆、高喷等措施。这样可以将水下施工变成水上干地施工, 为加快施工进度创造了条件。葛洲坝、三峡等工程的大江围堰都是这样做的, 三峡大江上游围堰高达 82.5m , 施工时水深 60m , 用两排塑性混凝土防渗墙上接土工膜防渗, 墙深 74m , 下游围堰形式基本相同。

土石围堰一般是不过水的, 如要过水则需加防护。如天生桥一级水电站, 因基坑工作量大, 一个枯水期不能将坝体填筑到拦洪高程, 而需从基坑过水度汛, 上下游都用土石过水围堰, 使用期间, 曾多次过水, 最大过水流量达 $3600\text{m}^3/\text{s}$ 。

(2) 混凝土围堰。可以用常规混凝土或碾压混凝土, 近年以使用碾压混凝土为多。对分期导流的混凝土坝, 要在河床内修建纵向围堰, 为了与主体工程相结合, 抗洪水冲刷,

并减少占地面积,一般都采用混凝土重力式围堰。如三峡工程的纵向围堰,长达1218m,高95m,浇筑混凝土142万 m^3 。

横向围堰因施工条件限制,以前很少采用混凝土结构。在采用碾压混凝土围堰快速施工取得成功经验后,已得到推广应用。如岩滩水电站上下游都是碾压混凝土围堰,堰高分别为52.3m、39m,混凝土量197万 m^3 ,在100天内完成。这样混凝土围堰占地少、可以过水、可以快速施工、便于拆除等优点得以发挥。三峡工程三期围堰采用碾压混凝土,最大围堰高度124m,混凝土量168万 m^3 ,库容高达147亿 m^3 ,用于挡水发电,其规模和重要性举世无双。

混凝土拱围堰多用于隧洞导流、一次断流的工程。采用这种围堰形式的有刘家峡、乌江渡、紧水滩、安康等工程。大朝山工程还用碾压混凝土工艺修建上游拱围堰,高52.5m,碾压混凝土7.5万 m^3 ,64天完成,最大月升高24m。

(3) 围堰与永久建筑物的结合。围堰是临时性建筑物,完成施工期挡水任务后即被废弃或拆除。为了将其利用起来,就要设法与永久建筑物结合,成为其一部分。这是水工设计上应予考虑的问题。

对土石坝,将土石围堰作为坝体的一部分已是常规设计,只要将结合部分按坝体的一部分进行设计和施工即可。混凝土面板堆石坝与土石围堰的结合较为困难,如采用上游混凝土重力式围堰,则可以将其视为上游高趾墙,支撑混凝土面板,而在两者结合面处按周边缝处理即可。如采用下游碾压混凝土重力式围堰,则可以与下游坝趾堆石料的过水防护相结合。

对混凝土坝,混凝土纵向围堰是必须与坝体结合的,但横向围堰则不论是土石围堰,还是混凝土围堰,都不好与坝体结合。

2.2 截流

河道截流是水利水电工程中的关键一环,在施工总进度中具有里程碑的意义,标志着主体工程大规模施工的开始。截流时段、流量、龙口、方法、材料、设备等的选择对截流的成败都具有重要的作用。对大流量、大水深、高水头、高流速下的河道截流十分复杂,必须以截流水力学理论和截流水工模型实验为基础,进行系统研究,多方比较,做到科学决策,并作好各种情况下的应对预案,保证截流成功。

2.2.1 截流方法

有平堵和立堵两种。在近代大型土石方施工机械日益普及的形势下,立堵端进法已经取代平堵而成为主要截流方法。仅在截流水深较大或河床存在软弱层时,用平抛石料护底和减少水深。

立堵法有一端进占和两端进占,有单戗堤、双戗堤、三戗堤、四戗堤立堵等多种安排,以适应坝址地形和水文条件。河道截流的流量已突破10000 m^3/s ,落差超过8m。中国于1981年8月,首次在葛洲坝工程进行长江大江截流,设计截流流量7300~5200 m^3/s ,实际截流流量为4800~4400 m^3/s ,最大落差3.23m,最大流速7m/s。三峡工程的大江截流和明渠截流是第二、三次在长江上截流,实测最大截流流量11600 m^3/s ,截流日抛投强度19.4万 m^3 ,都居世界截流工程之首。

中国碧口水电站曾采用定向爆破进行截流得到成功,在有条件的坝址也可以研究采用。

2.2.2 截流时段和流量的确定

截流可以在汛后、枯水期或汛前进行。截流时段的选择主要取决于水文条件与工期条件。中国的水利水电工程一般选择在汛后进行截流,此时河道流量还较大,截流要付出更多的代价,但截流后可以争取到较多的枯水期有效施工时间。枯水期截流易于成功,但可利用的枯水期有效施工工日也少了,对第二年度汛工程的施工不利。而汛前截流,则河道流量将很快增加,没有时间进行度汛工程的施工,风险较大,不是万不得已是不会这样安排的。

选定截流时段后,就要确定截流流量。中国多数工程采用截流当月或当旬5~10年一遇的平均流量,也有少数采用10~20年一遇标准。实践表明这样确定的流量是偏大的。但对特别重要的工程,则要选取更高的标准,如长江三峡大江截流,就按照20年一遇的最大日平均流量进行设计和施工准备,流量为19400~14000 m^3/s ,还考虑流量为20000 m^3/s 的情况。实际发生的是11600 m^3/s 。

2.2.3 戗堤和龙口

截流戗堤分为预进占段、非龙口段、龙口段。预进占段是在不影响河道行洪、通航等功能的条件下,在两岸预先抛投的部分,一般高出洪水位,有较大面积,可以作为截流前进的基地,此时截流尚未正式开始,可认为是截流准备工作的一部分。在截流开始时,先抛投非龙口段,而选择适当位置留下一个龙口段,最后以高强度抛投大块料物合龙。

一般以单戗立堵为主要截流方法,在落差和流速过大时,如落差大于4m流速大于8m/s,可以研究双戗立堵的方案。

2.2.4 截流材料

一般当流速小于3m/s时,采用爆破开挖的石渣即可。在龙口高流速区则要采用大块石起稳定作用,抛中小石以填充空隙。也有采用大块石串,在龙口处用几台推土机共同推入江中,或用钢筋石笼等物料。还有一种混凝土四面体也是龙口合龙时的常用材料。由于现代运输、吊装设备的发展,施工机械容量增大,一方面可以使用更大重量的块料,另一方面也使加大抛投强度、不用或少用大料成为可能,并可在较高水头下截流,这也是施工截流的一种趋向。

2.3 施工导截流典型案例

2.3.1 长江三峡水利枢纽截流

长江三峡工程是分期明渠导流的典型实例,确定的导流方案是三期导流、明渠通航。第一期围右岸,在中堡岛左侧及后河上下游修建土石围堰,在形成的基坑内修建导流明渠、混凝土纵向围堰,并预建三期碾压混凝土围堰的基础混凝土。此时主河床仍过水和通航。一期土石围堰全长5502m,最大堰高37m,堰体及堰基用塑性混凝土防渗墙接土工膜防渗;混凝土纵向围堰全长1190.57m,中间坝身段为三峡大坝的一部分,下游段作为右岸厂房和泄洪坝段间的导墙。导流明渠全长3726m,最小底宽350m,导流流量为100年一遇洪水流量83700 m^3/s 。

第二期围主河床及左岸。1997年11月实现大江截流后,即修建上下游横向围堰,与混凝土纵向围堰一起形成二期基坑,在基坑内修建泄洪坝段、左岸厂房坝段及电站厂房等主体建筑物。此时导流明渠泄水,并和左岸临时船闸一起通航。使用时间为5年。二期上下游围堰长度分别为1440m及999m,最大高度分别为75.5m及57.0m,在60m深水中抛填而成,堰体材料为石渣堤间夹风化砂,以塑性混凝土防渗墙接复合土工膜及基岩灌浆防渗。

第三期再围右岸。2002年11月在导流明渠内进行三期截流,修建上下游土石围堰,在其保护下修建上游三期碾压混凝土围堰并形成三期基坑,在其中修建右岸厂房坝段及电站厂房。此时江水由泄洪坝段内22各底孔泄放,水库开始蓄水。在水库蓄水至135m水位时,第一批机组发电,永久船闸开始通航。三期碾压混凝土围堰顶长580m,最大堰高120m,最大月浇筑强度达39.1万 m^3 ,最大日上升高度1.19m。

水库蓄水后,由三期碾压混凝土围堰和左岸大坝共同挡水,由导流底孔和泄洪深孔泄放长江洪水,右岸基坑内的大坝和电站厂房以及左岸主体建筑物上部结构同时施工,直至工程完建。

长江三峡导截流的关键是大江截流、二期土石围堰及三期碾压混凝土围堰工程,其截流流量、水深、抛投强度、工程规模、技术难度、施工强度等,都是世界水平的。

2.3.2 二滩水电站截流

二滩水电站大坝为混凝土双曲拱坝,坝高240m,装机容量3300MW,库容58亿 m^3 。其导截流工程是河床一次断流、隧洞导流的实例。二滩导流工程包括左右岸各一条导流隧洞及拦河土石围堰。左右岸导流洞长度分别为1090m及1168m,隧洞尺寸为17.5m \times 23m,为中国目前最大的导流隧洞。上下游围堰分别为黏土斜心墙及黏土斜墙堆石坝,高度分别为56m及30m,堰基用高喷防渗墙接基岩灌浆防渗。导流标准为30年一遇洪水,洪峰流量13500 m^3/s ,实际施工时将上游围堰加高了4m,导流标准提高到50年一遇,流量14600 m^3/s 。由于隧洞围岩为坚硬的正长岩,稳定性较好,开挖过程中视情况作喷锚支护,混凝土衬砌仅起减少糙率的作用。导流洞在1993年11月完成,并于同年11月26日截流,钱堤合龙。考虑到截流时坝址流量大、落差大、河床覆盖层深,且场地狭窄等因素,采用平立堵综合截流的方案,以分散和减小龙口水流单宽功率,减小截流难度。实际截流总落差4.94m,河道流量1090 m^3/s ,截流时没有使用预制的特殊料物,不进行龙口护底,而取得成功。在导流洞封堵后的后期导流则通过大坝河床中心的4个坝段上设置的导流底孔泄水,孔口断面4m \times 8m,长约52m,过流能力不小于1500 m^3/s 。1998年5月1日四个导流底孔下闸成功,水库开始蓄水。

2.3.3 天生桥一级水电站截流

天生桥一级水电站大坝为混凝土面板堆石坝,坝高178m,装机容量1200MW,库容102亿 m^3 。导流方式为左岸两条导流洞导流,尺寸为高和宽各为13.5m的马蹄形断面,上下游都是过水土石围堰,导流标准为30年一遇洪水,流量为10800 m^3/s 。工程于1994年12月截流,1995年汛期围堰过水,导流洞与原河床过水导流,1996年汛期于堆石坝坝面过水导流,1997年汛期堆石坝坝体挡水度汛。1997年12月导流洞下闸封堵,由右岸放空洞过水导流。1998年汛期由溢洪道过水度汛,8月开始蓄水。

天生桥一级水电站坝址相对较宽,但仍采用一次断流、隧洞导流的方式,在一个枯水期来不及达到坝体拦洪高程时还用坝面过水方式度汛,这是土石坝的特点所致。1995年基坑过水达12次,总历时76天,最大流量达3600 m^3/s 。1996年也过水7次。

为了满足每年度汛高程,坝体都以临时断面挡水,最后一期填筑时填土最大高差达122m,在4个月内填筑到顶,平均每天升高约1m,使得坝体不均匀变形加大,有可能是后来面板混凝土出现结构性裂缝的原因之一。

导流洞堵头长仅21m,约为等效洞径的1.5倍,是长度较小的一个。采用的措施是在导流洞适当位置预留截头圆锥体型,在混凝土面预留键槽,用微膨胀混凝土浇筑堵头,在通水冷却后进行灌浆等,得到了成功,可供类似工程参考。

1998年汛期,大坝离顶高程尚有27m,导流洞已经封堵,右岸放空洞流量不满足500年一遇度汛要求,而确定溢洪道溢流堰先不浇,以临时过水控制坝前水位不超过填筑体高程。

由天生桥一级工程实例可见,一个工程的导流要全面考虑使用导流洞的初期导流,坝体挡水的中期导流,以及导流洞封堵后的后期导流,统筹安排,才能立于不败之地。

3 混凝土工程施工

3.1 混凝土生产

3.1.1 混凝土原材料

混凝土的基本成分为水泥、砂石骨料、掺合料、外加剂和水。水泥和掺合料等都是外购的,水的处理比较简单,主要是砂石骨料,需要量很大,必须现场建立大规模的加工系统,制备各种骨料,以满足工程需要。

3.1.1.1 水泥

水工混凝土使用的主要是中热硅酸盐水泥和低热矿渣硅酸盐水泥,有的工程还使用微膨胀水泥。还可根据工程需要,要求厂家专门生产具有一定性能的特种水泥,如低碱水泥、抗硫酸盐水泥、超细水泥等。

3.1.1.2 砂石骨料

有天然骨料和人工骨料两种。天然骨料是利用水流冲积的砂砾卵石进行筛分分级而成,必要时进行水洗以降低含泥量。人工骨料是以坚硬母岩通过机械破碎、筛分、必要时的冲洗等一系列工序制备而成。有时还需要掺混工序得到要求的级配。自乌江渡水电站大规模生产人工骨料以来,很多大型水电工地都有采用,已形成一套较完整的施工工艺流程和大规模生产的人工砂石加工系统。

3.1.1.3 掺合料

广泛采用的掺合料为粉煤灰,有的工程还使用过凝灰岩粉、磨细矿渣、硅粉、氧化镁等成分。掺用的品种和掺量根据工程的技术要求、掺合料的品质和资源条件,通过试验论证确定。粉煤灰是从燃煤电厂烟道中收集的粉尘,有一定的活性效应,起填充孔隙的微集料作用,并使水泥颗粒在水泥浆中充分分散,从而可用于延长凝结时间,减少水泥用量,改善混凝土孔隙结构及和易性,降低混凝土自身体积变形,降低混凝土的初期强度而不影响其后期强度,抗裂、抗渗性能也有所提高。粉煤灰常检测细度、需水量比、烧失量、含水量、三氧化硫等五项指标进行分等,以Ⅰ级为最好。

3.1.1.4 外加剂

水工混凝土必须掺加适量的外加剂,常用的品种主要是减水剂和引气剂,还有缓凝剂、速凝剂、减缩剂,以及缓凝减水剂、引气减水剂等复合外加剂。使用时可以单掺或两种或多种外加剂的复合使用。外加剂应结合工程选定的混凝土原材料,进行适应性试验,经可靠性论证和技术经济比较后确定外加剂的品种和掺量。有抗冻要求的混凝土必须掺加引气剂。

3.1.1.5 水

混凝土拌和和养护用水一般符合饮用水标准的都可以应用,不得使用未经处理的工业和生活污水。对pH值、不溶

物、可溶物、氯化物、硫酸盐等指标需检验合格。

3.1.2 混凝土配合比

为满足混凝土设计强度、耐久性、抗渗性等要求和施工和易性的需要,应进行混凝土配合比的设计和优选试验,以混凝土的技术指标、施工和易性及经济性等三方面为主要依据,经济合理地确定各组分之间的配合比例,算出每立方米混凝土各种材料的用量。

水工混凝土配合比设计原则为:在满足施工和易性的条件下力求单位用水量最小;在满足施工要求的条件下,应选用尽可能大的石子粒径和用量;应选择孔隙率最小的最佳骨料级配和砂率;经济合理地选择各种原材料,使用掺合料和外加剂,特别是优质粉煤灰,应注意鉴定骨料的碱活性。

水工混凝土配合比设计时,除了满足抗压强度为依据外,还要满足抗渗、抗冻、抗裂性能及其他特殊要求,一般步骤为:根据设计要求的强度和耐久性选定水灰比;根据施工和易性要求和石子最大粒径等选定用水量;计算砂石料用量;通过试拌和必要的调整,取得每立方米混凝土各种材料的用量。在有特殊性能要求时,常成为控制因素,如有碱骨料反应时要求控制混凝土的总含碱量;有抗冲耐磨要求时需配制高等级、高性能混凝土;严寒地区抗冻要求常成为控制因素、当环境水对混凝土有腐蚀性时要采取抗腐蚀性的措施。混凝土配合比最后须通过试验确定,并在施工条件下试配及适当调整而成为施工配合比。

由于中国大坝建设的发展,对其主要建筑材料的水工混凝土性能提出了更高的要求,如高性能、低热、防裂、防冲耐磨、防空蚀、抗挟沙水流磨蚀、耐久性好等要求,还开发了对水工混凝土病害进行修复加固用的聚合物水泥砂浆和混凝土、水下不分散混凝土等新材料。对外掺 MgO 混凝土的延迟微膨胀性能进行了深入研究,并用以补偿混凝土的温度和干燥引起的收缩,部分取代混凝土坝的温控措施及提高抗裂性能,取得了较好效果。这些特种混凝土的性能和配合比也是混凝土配合比研究和试验中的重要课题。

3.1.3 砂石骨料

20 世纪 60 年代以前,混凝土坝用的骨料以天然砂石料为主,如三门峡、新安江、刘家峡等工程。70、80 年代兴建的葛洲坝、龙羊峡、白山、水口等大型工程,在条件具备时也采用天然砂石料。葛洲坝工程的砂石料系统月产 49.5 万 m^3 ,年产 395 万 m^3 ,生产总量 2600 万 m^3 ,规模最大。在水电建设向西部地区和各流域上游转移时,当地天然砂石料资源短缺,而需要采用人工砂石料。20 世纪 50、60 年代已有工程零星采用,到 70 年代乌江渡水电站首先建成以灰岩为料源的大型人工砂石料系统,产品质优价廉,可满足混凝土大坝月浇筑 10 万 m^3 的需要。借鉴乌江渡的经验,此后西南和中南地区的一些大型工程相继采用,除仍以灰岩为首选料源外,正长岩、玄武岩、花岗岩以至流纹岩、石英岩等都有采用。二滩水电站以正长岩为料源建成了大型人工砂石料系统,长江三峡工程以花岗岩为料源建成了当今世界上最大的人工砂石料系统,在数量和质量上都能满足工程需要。

生产人工砂石料,首先要选择合适的石料场,此外在建筑物地基及地下洞室开挖中得到的质量符合要求的石料也可利用为人工砂石料料源。工程实践表明新鲜灰岩具有较好的强度和变形性能,且便于开采和加工,是最好的人工骨料料源,其次为正长岩、玄武岩、花岗岩和砂岩,流纹岩、石英砂岩、石英岩也可作为料源,但硬度高,加工困难,将加大生产成本。石料场开采可以采用洞室爆破或梯段爆破,使用

梯段爆破及微差挤压爆破技术,可以使石料块度合适,有效控制大块率。

乌江渡人工砂石料系统的工艺流程大致为粗碎、中碎、细碎、制砂等四部分,再加上筛分及洗泥,由胶带输送机连接起来,并最后分级送到成品料堆堆存。乌江渡的人工砂石料系统有左右岸两个系统,以左岸为主,采石场用微差挤压爆破,4 m^3 挖掘机采装,粒径分级为 $<5mm$ 的砂料和 5~20mm、20~40mm、40~80mm、80~150mm 的四级配的石料。粗碎用旋回破碎机,中碎用标准圆锥机,短头圆锥机生产制砂用的原石,用棒磨机制砂。1974~1982 年左岸人工砂石料系统共生产砂石料 259 万 m^3 ,设计生产能力为 500t/h。二滩水电站的人工砂石料系统设计规模为 1000t/h,实际生产已达到 1200~1400t/h。整个系统包括预初碎、初碎、一碎、二碎、三碎、四碎及棒磨机制砂等部分。系统的设计和建造有相当高的水平。三峡工程的细骨料由下岸溪人工砂加工系统生产,设计生产能力为 1400t/h;粗骨料由古树岭碎石加工系统生产,设计生产能力为 2175t/h,可以满足月浇筑混凝土 45.4~55.6 万 m^3 的需要,是目前世界上生产能力最大的人工砂石料系统。

3.1.4 混凝土生产

为满足大坝混凝土浇筑的需要,各个工程都建有相当规模的混凝土生产系统。一般大型工程混凝土生产系统的月生产能力大致在 10 万~20 万 m^3 的水平,葛洲坝工程有两个混凝土生产系统,月浇筑强度可达 25 万 m^3 ,三峡工程有四个混凝土生产系统,月浇筑强度可达 50 万 m^3 。

大型工程混凝土量很大,一般都采用自动化的拌和楼生产混凝土。拌和机有强制式和自落式两种,常态混凝土常用自落式,而碾压混凝土常采用强制式。大型拌和楼的单机容量多采用 3 m^3 ,最大的是 4.6~6 m^3 的自落式和 4.5 m^3 的强制式,最大单楼生产能力为 360 m^3 /h。中国从 20 世纪 50 年代中期就开始生产拌和楼和配料楼,到目前已生产了 15~360 m^3 /h 的拌和楼约 150 座。1967 年开始生产采用电子秤进行自动配料的自动化拌和楼,1989 年生产的一批有楼顶筛和附壁式冷风机的微机自动控制的大型拌和楼已在工程中使用。与拌和楼配套的骨料、水泥、粉煤灰等料物的储存、称量、供料系统等也都趋于完善。为了处理在骨料在运输堆存过程中的破碎、分离和污染,必要时还可设置骨料二次筛分系统。水泥和粉煤灰一般都用散装水泥运输车,用气力卸载和向拌和楼供料,也有用螺旋斗式提升机作短距离运输的。

为了防止混凝土的裂缝,要进行温度控制,对大体积混凝土尤为重要。在混凝土生产过程中,采取措施控制新拌制混凝土的温度也是重要一环,为此要求控制好原材料的温度。采取的措施一是利用自然条件,避免高温直接影响,二是采取人工降温预冷措施,如骨料表面喷冷水、冷风降温及加冰拌和等,都是有效措施。为此在拌和楼的配套设备中需要设置有一定规模的制冷设备,制冰、制冷水、制冷风。

3.2 混凝土浇筑与养护

混凝土浇筑包括模板工程、水平和垂直运输、仓面工作、保护和养护、冷却和接缝灌浆等环节。

3.2.1 模板工程

模板工程是水利水电工程混凝土施工的重要环节,直接关系到施工的安全性、混凝土的外观和内在质量、施工的工期和成本。中国的混凝土工程自 20 世纪 90 年代以来,已进入现代化工业模板的新阶段,组合钢模板、滑动模板、悬臂

和半悬臂模板、自升模板等新型模板都有成功应用和创新。模板选型和设计的原则是确保工程安全,有足够的刚度、强度和稳定性;确保工程质量,保证混凝土内实外光;满足工期要求;在满足以上要求的前提下尽量降低成本,提高经济效益。

模板面板直接与混凝土接触,应具有一定的刚度,满足混凝土外观质量要求,便于脱模。面板的材料有木、钢、胶合板、预制混凝土等,还有一些有特殊要求的特种模板。以前用小块材料拼装的小模板在大体积混凝土浇筑中已基本不用了。还开发了滑框倒模、连续上升可调式全悬臂模板、混凝土面板堆石坝面板混凝土无轨滑模等新技术,能实现混凝土的快速施工。

3.2.2 水平和垂直运输

混凝土的水平运输主要有无轨运输和有轨运输两类。无轨运输一般使用自卸汽车和混凝土侧卸车等工具,灵活方便,但自卸汽车运输易发生漏浆和骨料分离等现象,不宜用于大型工程的主体部位。混凝土侧卸车则使用条件较好。在大型工程混凝土量比较集中的部位,以使用有轨运输为多,速度快,运行稳定,运输能力大,用 $3\text{m}^3/6\text{m}^3$ 混凝土罐装料,供给各种垂直运输设备吊运入仓。

垂直运输设备有门机、塔机、缆机等各种类型。门机塔机配合施工栈桥是以前常用的垂直运输方式,当工程规模和施工强度不大时,是一种较为经济的方案,在河谷较宽、工程量较大时也较常用。缆机广泛应用于河谷较窄、工程量较大的情况,其速度快、工效高、覆盖范围大、而且可以在导流前安装好,并一直使用到工程完工。因此只要地形条件合适,缆机经常是首选方案。目前中国使用的缆机主要有高速缆机和中速大容量缆机两种类型,高速缆机如岩滩工程所用,小车速度达 $670\text{m}/\text{min}$,后者如水口、二滩等工程所用,小车速度约为 $450\text{m}/\text{min}$,两者各有优缺点,可根据具体情况选用。

还有一些运输工具是综合性的,将水平和垂直运输成为一个连续的过程。带式输送机就是一种连续高效的运输方式,过去由于运输中骨料分离、砂浆流失等问题以及在大范围的布置不好解决,一直没有大量使用。近年来由于塔带机的出现,这些技术问题得到很好的解决,在二滩、小浪底、三峡等工程中的成功应用,可以使从拌和楼到浇筑仓面的运输成为一个连续的过程。塔带机实质上是塔式起重机和带式输送机的组合,带式输送机系统由喂料胶带、转料胶带、内外布料胶带组成;转料平台可以沿塔柱不断爬升,并通过塔机的旋转和小车的变幅运动,不断变换卸料点的位置,实现均匀下料。三峡大坝二期工程中,采用了塔带机为主,辅以缆机和高架门机的方案。共布置了6台塔带机,带式输送机的带宽为 $762/800\text{mm}$,带速为 $3.15\sim 4.0\text{m}/\text{s}$,可运送骨料最大粒径为 150mm 的四级配混凝土。在带式输送机角度小于 10° 时,理论最大输送能力为 $420\text{m}^3/\text{h}$,实际按 $250\text{m}^3/\text{h}$ 考虑,带式机工作幅度为 100m ,上下为 $+30^\circ$ 及 -10° ,月浇筑强度预计将达 $35\text{万}\sim 40\text{万}\text{m}^3$ 。此外还有一种布料用的胎带机,可以伸缩、俯仰和旋转,浇筑能力可达 $140\text{m}^3/\text{h}$ 。

混凝土输送工具还有混凝土泵及其他方式。

3.2.3 入仓浇筑

混凝土浇筑的入仓常用的有汽车(含搅拌车)转溜槽(溜筒)入仓、汽车栈桥入仓、吊罐入仓、汽车直接入仓、布料胶带机入仓、混凝土泵入仓等形式。汽车转溜槽入仓形式仅用于小型仓号,且以使用混凝土搅拌车为主;汽车栈桥形式因成本高、灵活性差而已经不用。大型工程中最常用的

是吊罐,与各种垂直运输机具配合使用,方便灵活,效率高,布料均匀,质量易保证。吊罐有立罐和卧罐两种,容积有 $1、3、6、9\text{m}^3$ 等几种,立罐以大容量居多,而卧罐则以小容量居多。布料胶带机系统的使用表明其具有灵活性好、布料均匀、平仓工作量小、浇筑强度大等特点,今后必将得到推广应用。随着干硬性混凝土和低陷度混凝土的推广应用,汽车直接入仓方式也得到了发展。

混凝土入仓后的摊铺方式基本上有平铺和台阶两种方式,平铺法最为常用,而在仓面大,混凝土供应能力有限,用平铺法不能满足层间容许间隔时间时,可以使用台阶法。使仓面减小,缩短下一层面的覆盖时间。摊铺后的平仓是为了将新浇筑的仓面混凝土整平,使铺层厚度均匀,便于振捣密实。平仓方式主要有手工、振捣器、平仓振捣机、平仓机等平仓方式。目前大型工程趋向于振捣与平仓机械分离,用平仓机平仓,用成组振捣器振捣,既能提高效率,又能保证质量,已经在大型工程中普遍采用。在小型仓面及狭窄部位则仍采用各种形式的振捣器。

大体积混凝土浇筑时常会形成施工缝面,在续浇下一层时需要凿毛和铺设砂浆处理,以保证新老混凝土的良好结合。一般可采用高压水或风砂枪冲毛,质量好、效率高。在寒冷地区不能冲毛的情况下,可以用凿毛机具进行缝面处理。

3.2.4 混凝土的养护和保护

混凝土的养护和保护是混凝土施工中十分重要的工序,主要是保温、保湿,营造混凝土硬化过程所需要的外部环境,提高混凝土质量,防止裂缝的发生和发展。

水工混凝土养护基本上采用洒水和覆盖两种方法。一般从浇筑后 $12\sim 18\text{h}$ 开始养护到 $14\sim 28\text{d}$ 或更长时间。洒水有人工洒水和有孔管喷淋,覆盖养护是在新浇混凝土面上用草袋、塑料薄膜、化学涂层等加以保湿覆盖,还可在覆盖物上喷水。养护时间根据具体情况确定,养护期间混凝土面要保持湿润,当气温低于 5°C 时要停水,但加强表面保护。

低温季节对新浇混凝土进行表面养护是混凝土防冻、防裂的必要措施。保护的材料以前多用草帘、毛毡、石棉板、刨花板等,现在已被泡沫塑料板、EPE片材、气垫薄膜等新型材料所取代。但不管采用何种材料,施工工艺都是十分重要的,将表面保护材料严密粘贴在被保护的混凝土表面,才是取得良好效果的关键。

3.2.5 混凝土接缝冷却和灌浆

大体积混凝土一般都采用分层分块的柱状浇筑法,各块体间就有各种纵横接缝,需在缝面埋设冷却水管和灌浆系统,在通水使混凝土冷却到一定温度,接缝充分张开时进行灌浆,使其形成整体。接缝灌浆必须一次成功,补灌等处理达不到好效果。现在开发了可以多次复灌的灌浆管路,应研究改善。在灌浆以后,应通过钻孔取芯、孔内探缝、压水检查等方式进行质量检查和评估。

3.3 碾压混凝土施工

碾压混凝土筑坝技术是用土石坝分层碾压的方法用于修建混凝土坝,采用干硬性混凝土,分层摊铺,用振动碾压实,以改革传统的柱状浇筑方法,可以节约水泥,降低水化热,加快施工速度,降低造价,而得到迅速的发展。

中国碾压混凝土筑坝技术是在20世纪80年代开始发展起来的。1986年建成福建坑口水电站碾压混凝土重力坝(高 56.8m)以后,有了很大发展,到2002年底,已建成和在建的碾压混凝土坝有60座左右,其中坝高 100m 以上的

12座,约为世界总量的36%。中国于1989年开始修建碾压混凝土拱坝,到2004年已建成和在建的已有18座。龙滩碾压混凝土重力坝一期坝高192m,是世界上最大的碾压混凝土坝。此外碾压混凝土也常用于围堰工程,如三峡工程的三期围堰高124m,长572m,碾压混凝土量168万 m^3 。

中国在碾压混凝土筑坝技术上有很多开发和创新。施工方面的特点是高掺粉煤灰、低稠度、短间歇、薄层全断面碾压、快速连续上升,近年还开发了斜层铺筑碾压新工艺,可以做到基本上看不到分层的层面,可以在高温季节正常施工,上游面用二级配碾压混凝土或变态混凝土自身防渗,缝面重复灌浆系统等。加上材料和发展设计方面的发展,使中国碾压混凝土筑坝技术处于世界领先水平。

3.3.1 原材料和配合比

碾压混凝土的原材料与常规混凝土基本相同。一般混凝土坝所用水泥都可采用,但宜优先采用水化热低、并具有微膨胀性的,以提高其抗裂性能。由于碾压混凝土中粉煤灰掺量大,对混凝土质量和性能影响大,宜采用优质粉煤灰,有条件时应采用一级粉煤灰。粗骨料宜优先采用热膨胀系数小的灰岩等骨料。砂的细度模数以2.6~2.8为好。外加剂除通常减水、引气等作用外,还有缓凝要求。还常用复合外加剂,以满足多方面的性能要求。

对已有的配合比资料进行总结,建立数据库,可初步得出三级配碾压混凝土的用水量取决于粉煤灰和外加剂性能,约为78~95 kg/m^3 ;水胶比在0.45~0.60之间,受外加剂的影响很大;采用人工骨料时,最优砂率为25%~33%;粉煤灰掺量为60%左右。参考这些数据,使用规范推荐的方法,可以初选混凝土的各种材料用量,并通过专门试验确定。这样可以适当减少试验工作量。

一般碾压混凝土坝内部用三级配,骨料最大粒径80mm,上游面防渗层用二级配,骨料最大粒径40mm。

3.3.2 拌和、运输与入仓

碾压混凝土的拌和也通过拌和楼进行,并以采用强制式拌和机为好。拌和楼的生产能力一般应大于高峰浇筑强度,宜有30%的备用量。研制成功的200 m^3/h 容量的强制式连续搅拌设备已在实际工程上试用,效果尚好。拌和楼配料时要注意控制和检测砂的含水率,以免造成成品料的水灰比和工作度变化,影响混凝土质量。

运输方式与常规混凝土基本相同。由于碾压混凝土要求连续性,速度快,因此常采用自卸汽车直接入仓和胶带机入仓。在狭窄地区、下料高差较大时,也有用负压溜管入仓的。可取得较好经济效益。

3.3.3 摊铺和碾压

在摊铺碾压混凝土前先用常态混凝土找平,然后摊铺碾压混凝土层。一般采用推土机平仓。中国采用的每层厚度在25~40cm之间,一般为30cm。要注意防止骨料分离。碾压层厚与碾压遍数由试验确定。中国碾压混凝土坝多采用BW系列振动碾,有不同重量,内部用重碾,靠近模板及上游面二级配防渗区,用轻型或小型手扶式振动碾。大面积碾压时一般先无振压2遍,有振压6~8遍,再无振压2遍。靠近模板处用轻型碾有振压10~20遍。碾压时应沿坝轴线方向碾压,以免粗料集中而形成渗水通道。

对改性混凝土层是在碾压混凝土层中,加入一定数量的水泥粉煤灰浆予以变性,然后用振捣器振捣密实。用于靠近模板处及边角部位。同时改性混凝土也可用于替代常态混凝土垫层。但加的浆量一定要严格控制,不能过多,也不能过少。

每层混凝土碾压后及碾压过程中,需随时进行质量检

测,其压实度应大于0.98。

层面处理也是碾压混凝土的一个关键,处理不好会形成坝体的薄弱环节。对连续碾压施工的临时层面,一般不处理,但要求层面间歇时间不超过直接铺筑的容许时间,以便层间的良好结合。对施工缝和冷缝,要求先进行缝面冲毛、刷毛和清理,再铺垫层拌和物,可以是水泥粉煤灰浆、砂浆、小骨料混凝土,然后立即铺筑上一层混凝土继续施工。在大仓面或高温下施工,为及早覆盖碾压好的层面,保证层间结合,可采用斜层平推法施工。有必要时在碾压层面也可铺设冷却水管和接缝灌浆系统。开发的可以重复灌浆的系统对施工是很大的方便。

4 土石方工程施工

土石方工程包括土石方明挖、边坡处理、地下洞室开挖与支护、土石坝工程、堤防工程、疏浚和吹填等内容。所需工艺有爆破、采掘、运输、堆放、填筑、支护、防渗和排水、安全监测等方面。本节介绍土石方明挖和土石坝工程的施工,地下工程施工将在第5节介绍。

4.1 土石方明挖

土石方明挖是水利水电工程施工的重要一环,即使是混凝土坝的枢纽工程,也会有大量土石方开挖和填筑。在20世纪70年代以前,大部分工程都是以人力为主,辅以部分轻型机械,虽然也能完成大量土石方,但都是大量劳力所取得。70年代后期以来,随着国家经济实力的增长,施工机械化水平不断提高,到80年代后期,大中型工程的施工机械化已达到较高水平,可以较快速度完成大量土石方。如葛洲坝、小浪底工程的年开挖量都在1000万 m^3 以上,而三峡工程的总开挖量在1.21亿 m^3 ,最高年开挖量达到4400万 m^3 。如此巨大的规模,没有相当高的机械化水平是做不到的。

土石方明挖包括爆破、挖装、运输、堆筑等工序。

4.1.1 爆破作业

4.1.1.1 爆破器材

爆破器材包括炸药和起爆材料。中国工业炸药生产已成体系,可生产近10个品种、数十个品号的炸药。水电工程中使用较多的是2号岩石硝铵炸药、4号防水岩石硝铵炸药、乳化炸药、铵油炸药、重铵油炸药等品种。还有光面爆破专用的低密度、低爆速、传爆性能好的炸药、低爆速炸药、静态破碎剂等满足特殊需要的炸药品种。现场混装的乳化炸药和铵油炸药的应用发展很快,特别是混装铵油炸药,其安全性好,工艺相对简单,可降低成本,加快施工进度,有利于环境保护,经济和社会效益十分明显。洪家渡水电站混凝土面板堆石坝使用现场混装铵油炸药系统开采堆石坝料,系统生产能力为每年2000t,一台车的作业能力为20t/班,一台车就能满足料场需要。

起爆材料包括传爆和起爆两部分,传爆器材有导火索、导爆索、塑料导爆管,而起爆材料则主要是各种工业雷管。国产的各种毫秒延发电雷管和电磁雷管可以满足工程需要。导火索配合火雷管起爆只在小型工程中尚有应用,大中型水电工程都用电力起爆法,由电雷管、导线、网络连接件及电源组成的电爆网络起爆。非电起爆系统的应用,可以大大提高爆破的安全性和机械化作业水平。数码电子雷管的应用使爆破技术精细化,是起爆技术的一次革命,使以前认为不可能实现的高难度爆破作业成为可能。三峡工程三期碾压混凝土围堰的爆破拆除就使用了数码技术。孔间、孔内微差顺序爆破是目前最先进的起爆方法,能使岩石得到充分的破碎,

是水电工程中主要采用的起爆方法。

4.1.1.2 爆破方式

开挖爆破主要有洞室爆破和梯段爆破两种。前者用于开挖量大而集中的情况。水工上常用的是深孔梯段爆破方式,梯段高度根据地形和施工机械而定。在主体建筑物部位,炮孔直径一般用80~100mm,不应超过110mm,梯段高度一般为8~12m,对其他部位可以用大直径炮孔,以提高效率。

为了最大程度地减轻爆破对保留岩体的破坏,要采取各种控制爆破技术。除采用孔间、孔内微差顺序爆破以降低单段起爆药量,减小振动效应和孔底破坏深度外,常采用预裂爆破、光面爆破、缓冲孔爆破等技术,有效地减小振动对保留岩体的影响。在坝基、边坡和地下洞室等主体建筑物的开挖中已普遍采用。

4.1.1.3 钻孔及装药设备

开挖爆破中使用的钻孔设备分为凿岩机和穿孔机两类。前者用于小型工程和边角部位的小直径钻孔,以手风钻为主。穿孔机有潜孔钻、冲击钻、牙轮钻、回转钻、冲击回转式钻机等种类,一般用于80~150mm直径的钻孔。水工上常用的是潜孔钻和牙轮钻。采用的动力有电、油、风、液压等四种。

目前露天作业使用的装药车有铰油混装炸药车、浆状炸药炸药车、乳化混装炸药车、以及重铰油混装炸药车等,国产一些装药车的总装药量有4000~15000kg,装药速度有200~450kg/min等不同品种。

4.1.1.4 爆破安全技术

工程爆破在破碎岩体的同时,也会发生一些有害影响,如空气冲击波、地震波、飞石、粉尘、噪声、有害气体等,水下爆破还有水下冲击波。爆破器材本身也有安全管理的问题。因此爆破工程中必须保证爆破作业的安全,严格执行国家《爆破安全规程》,保护周围环境和生命财产的安全。

4.1.2 土石方明挖

土石方明挖是水电站建设的先行工序,需为下一工序提供合格的工作面,是实现工程总进度的关键性项目。一般都有工程量大、工期紧、施工难度大、受地质因素影响大、技术要求高等特点。根据《中国水力发电工程·施工卷》的报道,到1997年,中国已建在建大型水电站(装机容量大于25万kW)48座,装机总容量5500万kW,共开挖土石方42822万m³,平均每kW装机开挖7.78m³,使中国水电建设中土石方明挖施工达到较高水平。长江三峡工程总开挖量1.21亿m³,最高年开挖强度4400万m³,均居世界之首。

4.1.2.1 土方开挖

一般不需要爆破作业,而用推土机、挖掘机、装载机、铲运机等机械直接挖装。挖掘机种类很多,有正铲、反铲、索铲、抓斗式、斗轮式等类型。运输机械则有以自卸汽车为代表的无轨运输、轨道运输、传送带运输等。在土方开挖中,挖掘机械是主导的,合理地选择与之相配套的运输机械的类型和数量,是土方机械选型配套的主要任务。

在有地下水的情况下,土方开挖常需进行排水与降水作业。遇到流砂、软土等特殊土时要作专门处理。

土质边坡开挖时,要根据边坡土的性质和地下水条件,合理确定边坡坡度、支护措施及施工方法和程序。一般应自上而下分层分段开挖,不能切脚开挖,间隔一定高度设置马道及排水沟,并按照设计要求做好边坡的加固处理工作。采用机械开挖时,应预留保护层,最后用人工修整。

4.1.2.2 石方开挖

是水电站工程开挖的主要项目。按其工作性质可分为坝基开挖、边坡开挖、明渠开挖等方面。

坝基及其他建筑物地基开挖要保证建基面岩体的质量满足设计要求,不受爆破振动的影响而破坏岩体的完整性。除在建基面附近限制爆破规模外,一般都采用预留保护层的方法。中国水电工程中一般预留保护层厚度为1.5~2.7m,然后用分层用小直径药卷爆除,最后用人工撬挖清除。这样能保证建基面岩体的质量,但限制了施工机械效率的发挥,并占用了很多的有效工期。为此在大量试验的基础上,采用沿建基面钻水平光面爆破或预裂爆破孔,将保护层一次爆除的方法,取得成功,并予以推广。也可以用孔底设柔性垫层减振的方法,有效地防止爆破对底部岩体的破坏。在三峡工程左岸临时船闸基础开挖中,曾做过调查和检测,用保护层水平预裂一次爆除,建基面以下40cm范围内,声波速度下降值小于10%,半孔率在95%以上,不平整度小于15cm,原生裂隙无扩张现象。孔底设柔性垫层方法也没有明显的爆破裂隙,建基面以下岩体的声波速度在4000m/s以上。

明渠开挖包括导流明渠、溢洪道、引水渠等大部为槽挖的工程,一般为梯形断面,其开挖程序的设计应符合当地的地形地质条件和工程项目的施工总体安排。对永久性工程应采用控制爆破技术防止对围岩的破坏,一般不采用较大规模的集中装药的爆破方式,以采用深孔梯段爆破分层分段方式、边坡预裂爆破及底部预留保护层的方式为宜。

边坡开挖一般自上而下进行,对高陡边坡或稳定性有问题的边坡,可采用边开挖、边支护的方法,而对低边坡或稳定边坡,也可采用开挖后再支护的方法。对稳定边坡可以一次性削坡开挖或分台阶开挖,而对稳定性有问题的边坡则要采取一些特殊方式,如分段跳槽开挖、预留保护层用预裂爆破开挖、边开挖边支护、先支护后开挖等,以保持边坡稳定。

4.1.2.3 岩石高边坡加固处理技术

水利水电工程中经常遇到天然和人工开挖形成的高边坡,需要加固处理。加固处理的方法与边坡失稳模式有关。边坡失稳模式有平面或弧面滑动、可能滑动的块体失稳、倾倒破坏、蠕滑等形式。加固处理的措施有:

(1) 削坡减载压脚。在条件许可时都是有效的,特别是坡顶卸荷裂隙发育、坡面严重风化、陡坡等情况更为有效。

(2) 排水。由于地下水对边坡稳定影响极大,而设置地表和地下的排水设施降低地下水位,改变渗流方向,可有效地改善边坡稳定状况,而且较为经济,常为首选措施。排水设施的形式有地表排水系统、排水洞、排水孔、排水孔幕、抽排系统等。

(3) 喷锚支护。喷锚支护是最常用的边坡加固措施。坡面喷混凝土保护层可以保护岩体不继续风化,与系统锚杆相结合,可将坡面固结成整体。还可在挂钢筋网后再喷混凝土。在减载、压坡、排水、喷护等措施还不能保持边坡稳定时,预应力锚固是一种施工简便、效果明显的措施。中国在水电工程中首先进行预应力锚索加固的是没山水库(1962年),1990年在漫湾水电站边坡加固中首次大规模使用,共使用了1000kN锚索936根,3000kN锚索647根。预应力锚索由内锚头、锚索和外锚头三部分构成,按其结构可分为有黏结和无黏结两种。无黏结锚索在其钢绞线周围带有胶套,中有防腐剂,钢绞线可在胶套中自由滑动,在锚索体外还有一个塑料护套,在灌入的水泥浆液凝固后再行张拉,施加预应力。无黏结锚索可以重复张拉,有防腐油和护套双重保护,因此成为目前常用的品种。整条锚索都可以在工厂生产,而到现场安装。在正式施工前,常先进行现场试验,以优化施工及张拉工艺,并进行破坏性试验,得出其极限承载力。

(4) 混凝土抗滑结构。混凝土挡墙和护坡、抗滑桩、抗剪洞、锚固洞等混凝土结构加固边坡,也是工程中常用的形式。特别是在风化破碎岩体情况下,预应力锚索难以提供有效锚固力时,需用混凝土抗滑桩等结构形式,或将预应力锚索与抗滑桩等组合使用。也有将抗滑桩洞组合,在边坡内形成一个空间结构的加固体。这种混凝土桩洞受力很大,因此配筋量也很大。

由于边坡工程受地形地质等自然因素影响很大,情况不易查明,尚无成熟分析方法,且其稳定状况随时间而变化,因此边坡的现场原型观测非常重要。观测项目有边坡表面和内部的变形监测、包皮内地下水位及渗透压力监测、抗滑桩动混凝土的压力变形监测、锚索应力及变形监测、边坡内岩体相对位移监测等。常用的仪器有测斜仪、多点位移计、应力计、应变计、土压力计、测压管、渗压计、锚索测力计等。在边坡失稳前是有先兆的,及时整理分析观测资料,可以对边坡的稳定状况做出判断和预测。

4.2 土石坝工程

土石坝工程是用当地土石等天然材料堆筑的大坝的总称。有均质坝、土质防渗体分区坝、非土质防渗体分区坝等坝型。施工方法则有碾压、抛填、水力冲填、水中倒土等形式。目前施工机械化水平不断提高,处理土石方的能力很强,所以都采用分层填筑和压实的碾压式施工方法,而用少量机械配合人力施工的其他施工方法已基本不用。

中国土石坝的建设,在20世纪70年代后期以前,土石坝工程虽有发展,但因缺少重型施工机械,坝型以均质坝、黏土心墙或斜墙砂砾石坝为主,坝高也在100m以下。80年代以后,随着重型施工机械的引进和研发,使堆石坝得到迅速发展,土质心墙堆石坝、混凝土面板堆石坝已成为高土石坝的主导坝型,沥青混凝土防渗的堆石坝也开始兴建。其发展过程可以用鲁布革水电站风化料心墙堆石坝、天生桥一级水电站混凝土面板堆石坝、小浪底黏土心墙堆石坝为代表,其填筑方量分别为222万 m^3 、1800万 m^3 、5158万 m^3 ,施工方法的主要特点是采用梯段爆破、无轨运输、推土机摊铺、振动碾压实。控制施工速度的主要是运输环节。自卸汽车吨位,鲁布革以为20t为主,最大月填筑量约22万 m^3 ,约为总量的1/10;天生桥一级汽车吨位以32t为主,最大月填筑量约为118万 m^3 ,约为总量的1/15;小浪底汽车以60t为主,最大月填筑量约157万 m^3 ,约为总量的1/35。

本节主要介绍筑坝材料和坝体填筑两个重要环节。

4.2.1 筑坝材料

土石坝对筑坝材料有广泛的适应性。各种料场开挖的土石材料、枢纽建筑物开挖的可用渣料、人工加工掺配的材料,都可根据其性质填筑于坝体内相应部位,取得最大的经济效益。筑坝材料可大致分为防渗料、坝壳料、反滤料、过渡料、护坡料等种类。

4.2.1.1 防渗料

防渗土料的要求最基本的是防渗性,一般要求渗透系数不大 10^{-5}cm/s ,其渗流量在可以接受的范围内,不必要求更小的渗透系数。其他还要求有一定的强度和压缩模量、有较好的抗渗和抗冲蚀性、有较好适应变形的能力。此外其施工性能也是很重要的,要求土料的含水率在最优含水率附近,无影响压实的超径材料,坝面有较高承载力以便于施工机械的正常运行等。早期都用纯细粒料,取其渗透性和抗渗性较好,但其渗透性小使其孔隙压力不易消散,压缩性较大,承载能力较低,含水率对施工压实性较为敏感,也不是

最优的选择。特别对高坝,以含有一定粗颗粒的风化料砾石土为更好,其力学性能和施工性能都比纯细粒土好。砾石土作为防渗料的适用性可由其颗粒级配作初步判断,一般要求是连续级配;小于5mm的颗粒含量大于40%~50%就可以填满粗料孔隙,粗料不会起架空作用,其中的细料可以得到有效压实;小于0.075mm的颗粒含量大于15%时,其渗透系数就可以达到 10^{-5}cm/s 的要求。砾石土抗冲蚀能力较强,可以使裂缝自愈,设置合适的反滤料和接触黏土,控制界面细颗粒的流失,就可防止其渗透破坏。由于有些软弱颗粒在压实过程中将被破碎,因此应以压实后的颗粒级配作为设计依据。

4.2.1.2 坝壳料

坝壳料是维持坝体稳定的主要材料,要求有较高的密度、强度和模量,一般使用透水的堆石料和砂砾石,软岩和风化料也可使用在一定部位。现代采用分层碾压的方法填筑堆石料,用振动碾压实,可以达到很高的密度。以前抛填堆石的孔隙率约为30%~40%,而碾压堆石则可达20%~25%,使堆石质量有很大的提高。填筑的每层厚度约为0.8~1.0m,振动碾不小于10t,至少压4~6遍。堆石以饱和抗压强度大于30MPa为硬岩,作为主堆石料以自由排水为特征,最大粒径不超过层厚,25mm以下的颗粒不宜超过40%,小于0.1mm的颗粒不超过5%,压实后就得到满意的堆石体。对抗压强度小于30MPa的软岩,通过薄层加水碾压,可以达到较大的密度,也将有一定的强度和模量,可以用于一定部位。其碾压参数和力学性质宜通过试验确定。

砂砾石压实后压缩性低,强度与堆石相当,也是很好的筑坝材料。但砂砾石有渗透稳定问题,需要渗流控制措施,低应力条件下强度较低,坡面需要保护。

4.2.1.3 反滤料

土石坝工程中,对反滤料要求极为严格,要求颗粒坚硬,耐风化,级配优良,符合设计要求。其料源可以用天然砂砾料筛选,也可以用块石料机械破碎后筛分掺配。生产反滤料时,可以与混凝土骨料生产系统相结合,破碎筛分分级与混凝土骨料相同,再按需要的比例掺合。小浪底心墙堆石坝反滤料需用量261万 m^3 ,过渡料320万 m^3 ,采用专门加工系统生产,设计生产能力分别为750 m^3/h 及1100 m^3/h ,以河滩卵石漂石为原料,破碎分级后存入料仓,使用时按比例卸入传送带混合成成品料装车运至坝上。生产过程全部用计算机自动控制,级配偏差小,效率高,同时还可生产混凝土骨料和过渡料。

4.2.1.4 其他坝料

护坡料需采用质地坚硬而不易风化的石料,其抗水性、抗冻性、抗压强度、几何尺寸、单块重量都有严格要求。堆石坝可以从堆石料中挑选大块石推到坝面码放。施工方法有抛填、人工或机械码放、干砌、浆砌等。

高塑性黏土防渗体与岩石或混凝土界面、混凝土防渗墙顶部等部位,需用纯黏土在最优含水率偏湿一侧填筑,用轻碾碾压。混凝土防渗墙顶部的高塑性黏土区需两侧平衡填筑。

4.2.2 坝料加工和现场试验

开采合格的材料运送到坝面是保证坝体填筑质量的重要一环。在坝料不满足要求时,就要进行各种处理和调整,使其满足要求。

4.2.2.1 堆石料

一般采用深孔梯段爆破法开采,对中小型工程论证也

可采用洞室爆破。爆破参数要经过现场条件下的爆破试验确定,以满足大块率及级配要求。

4.2.2.2 防渗土料的含水率调整

对含水率偏高的一般先通过料场清除植被、排水、降低地下水位等方法降低土料含水率,并考虑运输及坝面摊铺的含水率损失,如还达不到要求时,就要用翻晒方法将含水率降到最优含水率附近。还要准备好一定数量的合格土料备用。对含水率偏低的情况,要求在料场加水或灌水以提高含水率,一般不容许在坝面加水。在高温、大风、日晒而导致蒸发量大,土面易于干燥而结块时,要用喷雾方法使土面保持湿润,其目的是养护而不是增加含水率。

4.2.2.3 防渗料的级配调整

在宽级配砾石土在作防渗料时,有时需要去除大于某一粒径的粗颗粒,满足最大粒径限制和增加细颗粒含量。对高坝用纯细料作防渗体时,为了提高材料的强度和刚度,要求掺加20%~50%的粗颗粒;对粗颗粒材料,则要求掺加细颗粒材料,以增加其不透水性,进行级配调整。最常用的是粗料和细料按一定比例分层交互堆放,然后立面或斜面开采混合成掺合砾石土料。

4.2.2.4 现场试验

现场试验包括堆石料开采的爆破试验,防渗料的含水率和级配调整的试验,现场碾压试验等。筑坝材料必需通过碾压试验确定合适的碾压机具、压实方法和参数,并复核设计参数的合理性,必要时提出修正意见。压实参数包括机械参数和施工参数两部分,在压实机具选定后,机械参数也已确定。施工参数包括铺料厚度、碾压遍数、行车速度、土料含水率、堆石加水量等,应在碾压试验中经变化组合,得出最优的参数组合,经复核试验后,确定使用的施工参数。碾压试验的内容、场地布置及试验方法可根据《碾压式土石坝施工规程》的规定进行。

4.2.3 坝体填筑

4.2.3.1 坝区运输道路

现代一般用自卸汽车运输坝料,在岸坡上每隔20~30m高差有一条干线,进入坝体轮廓线后与坝内临时道路连接,通到坝面填筑工作面。在岸坡布置道路有困难时,可利用坝坡布置“之”字形上坝道路。道路的宽度、坡度、转弯半径等技术参数应根据工程情况选定,以满足施工强度要求为原则。坝内道路最好不要通过防渗体,必须通过时应有专门措施保证防渗体不受破坏,并经常变换道口。在有条件时应尽量布置循环线,比双线会车效率高,而且安全。

4.2.3.2 坝面作业规划

坝面作业主要有铺料、平仓、碾压、检测等工序,以及一些辅助工作。由于坝面面积大,需要分区分块进行流水作业,提高工作效率,尽量做到平衡上升。各种坝料的铺料厚度不同,确定厚度时应有一个模数,使得2~3层后有一共同的平面,利于各种料物界面的压实。如混凝土面板堆石坝的垫层料、过渡料、主堆石料的铺层厚度可取40cm、40cm、80cm或50cm、50cm、100cm等。护坡料宜随坝面一起升高,便于运输料物。

4.2.3.3 坝面填筑

自卸汽车运料上坝后在指定地点卸料,并以推土机摊铺成要求的厚度,用碾压机具压实。铺料方式有进占法、后退法及混合法等方式。进占法铺料时汽车在已平好的松土层上行走、卸料,用推土机向前进占平料,是常用的方式。对防渗土料,不会使已压实好的土层因过压而破坏,也不影响洒水、刨毛等作业。对堆石料,平土过程中有局部分离而在表

面形成平整的细粒层,便于施工机具的运行。铺料厚度也较易控制,缺点是料物较易分离。后退法铺料时汽车在已压实好的层面上行走并卸料,推土机在松土层上向进占方向平料,此法卸料方便,有利于缓解分离现象,但对防渗材料不合适,因已压实层可能由于过压而破坏。混合法是先用后退法卸料,然后用进占法卸料并推平。此法可以防止颗粒分离,可用于堆石等粗颗粒材料。对反滤料、垫层料等细颗粒材料,料物宽度较小而要求精度较高的情况,宜用较小吨位的汽车,用推土机配合人工铺料,或用反铲、装载机的料斗铺料。防渗料宜增加一道平土机工序,使土面更平整,厚度更均匀。

碾压机具具有多种类型,近年由于振动碾压技术的发展,各种形式的振动碾已成为主导品种。对防渗料,主要是振动凸块碾,对堆石料、砂砾料等散粒体材料,一般用振动平碾,也有用汽胎碾压实偏湿土料,用振动夯板、冲击碾压实土石材料的工程。一般碾压机具行车速度不超过2~3km/h,防渗土料要求沿坝轴线方向碾压,碾压遍数多的一般用进退错距法,碾压遍数少的可用一次压够遍数后再错车的方法,碾迹要有一定搭接宽度。冲击碾效率高,压实效果好,已引入堆石坝施工中试用。

施工的主要参数,如铺料厚度、碾压遍数、加水量(土料为含水率)等,应严格控制。振动碾的振幅、频率等参数应定期检测,计算其激振力,将其调整到最佳工作状态。铺层厚度的控制很重要,除铺料过程中用目测、插钎、量尺等控制外,还要用测量方法作记录,供统计分析之用。

对堆石料、砂砾料等散粒材料,加水可提高压实效果,一般都要适当加水。对堆石料,加水可以使块石的边角等接触点的软化,以便在施工中尽量压碎,增加施工期沉降,减少后期沉降量,对减小湿陷、流变等长期变形有利。加水量一般约为:堆石10%~25%,砂砾石10%~20%,由试验确定。加水方法可以在坝外加水,如在运输途中用水箱向汽车中加水;也可以在坝面用水管、水车、高压水枪等机具加水。对软岩加不加水、加水量都要通过试验确定,既要能使其尽量压实,又不能形成泥化。

4.2.3.4 填筑质量检测

坝体填筑质量控制应强调全过程控制,即运到坝面的料物应该是合格的,不能到坝面上再考虑级配和含水率的调整。坝面上的施工工艺和施工参数,碾压机具的规格和质量都是合格的。各种料物的界面、上下土层的结合面及坝料与地基、岸坡及混凝土建筑物结合面的处理满足设计要求。根据中国的现行规范,土石填方的填筑质量按填筑参数与取样测干密度双重控制,而以填筑参数控制为主,对于密度、含水率、级配等检测数据则作为施工记录,作统计分析评定工程总体质量,并在必要时据以调整施工参数。对黏性土料,以环刀法取样测定为主,对堆石等粗颗粒材料,以灌水法测定级配和干密度为主。对土质不均匀的砾质土、风化石,难以用一个干密度控制,宜采用三点击实法在现场快速测定压实度为控制标准。近年来还开发了一些无损检测方法快速测定干密度和含水率,作为质量控制手段,可以试用。

4.2.4 监测设备埋设

土石坝安全监测手段可分为巡视检查和仪器观测两大类,而且两者具有同等的重要性。仪器观测又有外部观测和内部观测两种。观测项目有变形、应力、渗流、渗压、地震等。近年来原型观测自动化发展很快,是发展的方向。观测项目和数量都要做到少而精,提高埋设仪器的成活率,取得完整的资料。仪器选型应优先考虑大厂生产的高品质产品,

埋设前应认真率定,埋设后要尽快进行观测,取得初始值。施工过程中妥为保护,避免人为破坏。在施工期就要进行巡视检查和仪器观测,一方面监测工程安全,将信息反馈到设计和施工上,对工程作进一步优化;另一方面积累完整的观测数据,掌握施工和蓄水全过程的变化状况,保证工程安全运行。

5 地下工程施工

5.1 隧洞开挖、支护与衬砌

5.1.1 隧洞开挖与支护

水工隧洞有平洞、斜井、竖井等形式,并以平洞为主,其开挖方法和施工机械各不相同。开挖方案有全断面开挖、分层(台阶式)开挖、分部开挖等,近代趋向于除特大型洞室外,尽量用全断面开挖方案,一般洞径在10m以下时,都使用全断面开挖,而洞径在10m以上时可考虑分层、分部开挖。

对长隧洞,为增加工作面,提前总工期,可以根据需要及地形地质条件设置施工支洞。其间距一般为1.0~1.5km,随施工机械化水平的提高,其间距还可以加长。施工支洞一般为平洞,如受地形限制必须用斜井时,其倾角以不大于25°为宜。

隧洞开挖前,必先开挖并加固洞脸,形成稳定边坡。隧洞的进出口部分先行开挖及支护,保证洞脸及进出口安全后再进行洞身的施工。对地质条件较差的地段,可采取先导洞、后扩挖,浅孔、弱爆破减少对围岩的破坏,用喷锚、灌浆、预应力锚索等进行及时支护,必要时还要采用预锚固、预注浆或管棚法加固后再开挖。

开挖方法以钻爆法为主,也有一些工程应用掘进机法施工。

5.1.1.1 钻爆法开挖

钻爆法施工时有钻孔、爆破、通风除尘、安全处理、装渣运输、支护等工序,遇不良地质条件或塌方地段时还要采取一些针对性的措施。大型隧洞都采用无轨作业,用多臂液压凿岩台车钻孔、毫秒雷管延发爆破、机械通风、反铲清除危石、装载机或挖掘机装渣,自卸汽车出渣。中型隧洞也可采用有轨作业,而小型隧洞则多采用有轨作业,用电瓶车或人工斗车出渣。通风除尘是排除施工过程中发生的炮烟、粉尘、有害气体,向工作面输送新鲜空气,改善施工环境,保障施工人员健康,加快施工进度的重要工序。机械通风设备有压入式、吸出式、混合式,根据通风量的要求选择通风机容量。使用逆流式通风机,爆破后用吸出式,迅速排出工作面有害气体,然后改用压入式,向工作面输送新鲜空气。

开挖后的一次支护是为了维持围岩稳定,保证后续工程的顺利施工。首先要采用控制爆破技术尽量减少对围岩的破坏和扰动。喷锚支护由于其力学性能和适应性良好,常是首选的支护方案,可以与围岩结合成一整体的自承结构,使地下洞室得以稳定。而且喷锚支护可以紧跟工作面进行,起到及时支护的作用,适合于围岩稳定性较差的地段。需要时可以采用喷锚和钢拱架联合支护的形式,加强支护结构的刚度。对松散、破碎、自稳能力很差的洞段,则要采用预锚、预注浆、管棚等形式加固岩体,再用短进尺、弱爆破、及时支护的原则进行开挖。锚杆有砂浆锚杆、水压锚杆、树脂锚杆、胀壳式锚杆等形式,有加预应力和不加预应力的,有系统布置的和根据地质情况临时布置的随机锚杆等,可供选用。喷混凝土有干喷、半湿喷和湿喷等方法,湿喷法可以提

高强度、减少回弹、降低粉尘,宜优先采用。喷混凝土还可掺加钢纤维,提高喷层的强度和抗裂能力。

地下水也是导致隧洞围岩失稳的重要因素。常采用高压帷幕灌浆堵水,必要时还可采用化学灌浆方法,固结破碎岩体,堵塞漏水通道。排水也是解决地下水问题的重要措施。支护类型和支护参数与围岩质量、隧洞跨度等有关。目前常用的是参照巴顿岩体质量Q值分级和隧洞断面大小分类选用支护类型和参数。

20世纪60年代以后兴起的“新奥法”隧洞开挖理论和实践,对隧洞开挖是一个革命性的举措,将围岩不但作为荷载源,而且是一种自承结构,综合使用喷、锚、灌等方法加固围岩,考虑围岩与支护结构的共同作用,采用合理的开挖手段和适时的支护措施,并加强施工期的观测,利用反馈的信息修正设计和施工措施,预报隧洞的工作状态,以保证隧洞开挖的安全和经济,是现代地下洞室信息化设计和施工的开端。

5.1.1.2 掘进机开挖

中国从20世纪60年代开始就开发使用掘进机开挖隧洞,先后在西洱河一级、天生桥二级、引大入秦、山西引黄等工程中使用。天生桥二级水电站有3条引水隧洞,开挖直径10.8m,每条长度9520km,用全断面掘进机开挖。山西引黄工程隧洞直径4.9m,应用带双护盾的盾构掘进机开挖的长度达8.9km。效果都很好。

用掘进机开挖隧洞是依靠机械的强大推力和剪切力破碎岩石,使开挖、出渣、支护、灌浆等工序连续、平行作业,从而达到安全、快速掘进的目的,是国际上先进的隧洞施工机械。一般适应于平洞开挖,宜用于洞径5~10m,以中硬岩石和不太复杂的地质条件为佳,单机掘进的最佳长度在10km左右。由于掘进机法较钻爆法成本高,一般情况使用可能不经济,对于承压或衬砌要求高的永久性隧洞,或有特殊情况时,才显出其优势。掘进机开挖隧洞速度除取决于本身的因素外,还与其配套设备有关,如渣料运出洞外的设备、支护衬砌方法等。

盾构掘进机可以用于地下水位以下的隧洞开挖,可以开挖标准断面,也可开挖异形断面,可以开挖平洞,也可开挖20%~30%的斜洞。盾构掘进机有密封型、开敞型和部分开敞型,在地下水位较高洞段,常用密封型。密封型又有泥水加压式和土压平衡式。一般适应于土质或较软的岩石。引大入秦工程30A隧洞,直径5.33m,用180型双护盾全断面掘进机开挖了11.6km,月平均进尺832m,日最大进尺75.2m,效果良好。

5.1.2 隧洞衬砌

水工隧洞一般都有过水要求,为了围岩表面保护和过流面平整度要求,完全不衬砌的很少,少量用喷锚作永久性衬砌,多数用混凝土衬砌。大型明流隧洞也可采用边墙、底板用混凝土衬砌,而顶拱用喷锚支护的复合形式。对长隧洞也可分段采用不同的衬砌形式。对高压水道常需做钢板衬砌。

隧洞混凝土衬砌的施工方法根据隧洞断面形式和断面尺寸,可以是全断面一次浇筑,也可以分部浇筑,如先浇边顶拱后浇底板(底拱)或先浇底板(底拱)后浇边顶拱;对圆形断面,也可分为底板、顶拱、边墙三次浇筑。

隧洞混凝土的模板对标准断面都用钢模台车浇筑边顶拱,用底拱钢模台车或拉模浇筑底拱。钢模台车不但用于中小型隧洞,也可用于大断面隧洞,如小浪底导流洞(直径14.5m)、大朝山导流洞(15m×18m),都用钢模台车浇筑

边顶拱。一套台车可配几套钢模,进行流水作业。圆形断面用针梁式钢模台车,全断面一次浇筑,立模快,分缝少,速度快,如鲁布格引水隧洞,直径8m,针梁钢模长38m,浇筑段长15m,移动一次针梁可浇两块。对异形断面、渐变段等部位,则用组合钢模、木模。

隧洞衬砌一般用二级配混凝土,浇筑段长12~16m,用混凝土搅拌车运输混凝土,用混凝土泵入仓。

有时需要对混凝土衬砌施加预应力以提高其抗裂能力。施加预应力的方法为配置加载装置采用机械方法施加预应力,或依靠围岩约束,用高压灌浆方法对混凝土衬砌施加预应力。隔河岩水电站4条引水隧洞,直径9.5m,采用环形机械后张法预应力锚索混凝土衬砌,小浪底3条排沙洞,直径6.5m,也采用预应力无黏结环锚结构,运行情况正常。

5.1.3 隧洞灌浆

水工隧洞一般需要进行回填灌浆、接触灌浆、固结灌浆,有时也要进行帷幕灌浆。对混凝土衬砌段应按先回填、后固结的顺序进行。

回填灌浆在衬砌混凝土达到70%设计强度后进行。回填灌浆在顶拱部位 $90^{\circ}\sim 120^{\circ}$ 范围内布置,一般2孔和3孔交替布置,排距3m。钻孔深度宜深入围岩10cm,素混凝土可直接钻孔,钢筋混凝土和钢衬段宜通过预埋管钻孔。遇有塌方、溶洞、超挖较大等情况,应在混凝土浇筑前预埋灌浆管和排气管,灌浆时要先灌水泥砂浆,再灌水泥浆。灌浆压力,素混凝土衬砌可用0.2~0.3MPa,钢筋混凝土衬砌可用0.3~0.5MPa。在灌浆结束后7天进行质量检查。钻孔在工作结束后要注意封堵。

混凝土衬砌与围岩间的接触灌浆在回填灌浆结束7天后进行,有时结合固结灌浆一起进行,而不设专门的接触灌浆。钢板衬砌段的接触灌浆两种情况,一是为填充由于混凝土干缩和冷缩而形成的裂隙,另一是为填充施工不当而形成的较大脱空。在前一种情况则要在混凝土浇筑后60天经现场敲击检查后确定。有时要重复进行2~3次。

固结灌浆在回填灌浆结束7天后进行。经钻孔、冲洗、压水试验后进行灌注,一般按排间分序、排内加密原则,分二序或三序施工。现在一般趋向于采用高压灌浆,灌浆压力可达6~9MPa,以取得更好效果,并在一定程度上取得预应力作用。这时灌浆宜分段进行,灌浆压力逐段加大。质量检查一般用压水试验法,而对固结灌浆,还要用波速和弹性模量试验检查围岩力学性质的变化。

5.2 大型地下洞室开挖与衬砌

在高山峡谷地区的水电站经常要布置地下厂房等大型地下洞室群。中国已建和在建的地下厂房约60余座,已建的二滩地下厂房尺寸为长280.29m、宽25.50m、高65.58m;在建的龙滩地下厂房开挖尺寸为长398.9m、宽30.7m、高77.3m,在不到 0.5km^2 范围内共布置了100多条洞室,以平、斜、竖的形式相互贯通,形成庞大的地下洞室群。这些工程的规模和技术难度都居世界前列。

5.2.1 大型地下洞室开挖

5.2.1.1 开挖施工规划

由于地下洞室尺寸大,结构复杂,需要分层分块开挖,在不同高程设置施工通道,各工序交叉作业,施工前制定施工的总体规划是很重要的一环。包括施工通道规划,主要洞室的施工方案(包括开挖和混凝土浇筑),风、水、电、通风、排水、附属企业的布置等内容。通常分层高度为6~10m左右,以地下厂房为主线,统筹安排,采用立体、平面

交叉、平行、流水作业,以加快施工进度。

5.2.1.2 开挖方法

地下厂房一般采用自上而下分层开挖和支护的方法。厂房顶拱一般采用中(或边)导洞超前、全断面扩挖跟进的开挖方法,也可分块开挖,待顶拱支护和衬砌完成后再进行下一层的开挖。第二层以下都采用梯段爆破方法开挖,边墙处可预留保护层或用预裂爆破一次开挖。

采用岩锚吊车梁时,开挖一般采用两侧预留保护层、中间用梯段爆破的方法,在岩台斜面上部边墙及中部主爆区与两侧预留保护层之间应先行预裂。岩台开挖时边线孔要用光面爆破,其他爆破孔也要采用水平密孔、小药量爆破。

相邻洞室或交叉洞室开挖时,应采用先加固、后开挖的原则,与主厂房相交的小洞室宜尽量先行开挖,并进行喷锚支护,在挖通后将洞口锁好。如先开挖主厂房、后开挖交叉的小洞室时,宜在交叉洞室的开挖线外布置超前锚杆或管棚对岩体进行加固后再开挖。

地下洞室群的通风散烟在施工初期常对施工进度起制约作用,要细致规划和布置。在所有洞室贯通后,则可以用自然通风加少量通风机作为辅助即可。

5.2.1.3 交通道布置

大型洞室开挖出渣都用无轨运输方式,用自卸汽车出渣。施工中交通道的布置对施工方便和进度影响很大。一般第一层顶拱开挖时主要利用通风道出渣。第二层是岩锚吊车梁位置,可利用通风道降坡进入此层开挖面。第三层可利用进厂交通洞作运输通道。以下各层按工程具体情况布置。

5.2.2 大型地下洞室支护与衬砌

大型地下洞室的支护是保证围岩稳定和安全施工的主要手段,20世纪80年代以来施工的地下厂房工程,均采用锚喷支护,同时施工期的临时支护都按永久性支护进行设计和施工,通过施工期监测,验证支护的安全性,对围岩稳定情况作出评价。支护和衬砌的基本形式现在都采用锚杆和挂网或不挂网喷混凝土联合支护的形式。必要时增加预应力锚索、喷钢纤维混凝土等以加固围岩,提高围岩的整体性和稳定性。系统锚杆以砂浆锚杆为主,也有采用预应力锚杆的。随机锚杆则常用预应力锚杆或锚索。

地下厂房顶拱一般也采用喷锚支护,少数地质条件较差情况下,也有采用混凝土肋拱或全混凝土衬砌的方法。边墙基本上不用混凝土衬砌。

在地下厂房围岩有局部不稳定楔形体以及单薄岩柱、岩墙等情况,要用锚杆束、预应力锚索进行加固。在断层、夹泥等软弱结构面影响稳定时,可以用混凝土抗剪洞塞置换的方法处理。

5.3 斜井、竖井施工

水电站地下工程中的斜井、竖井有引水系统中的斜井和竖井、压力管道、调压井、闸门井、出线井、通风井、运输井,以及泄洪洞的斜井和竖井等,应用比较广泛。从施工角度平洞加竖井的方式一般较为方便和安全,但工作量大于斜井;斜井的坡度应陡于石渣的自然休止角,便于渣料溜至洞的底板出渣。其施工程序和方法有许多相似之处。其施工方式根据围岩情况和施工条件而定,对经喷锚支护可以稳定的围岩中的大中型斜井和竖井,可以用流水作业方式,按开挖、衬砌、灌浆等顺序施工,较为方便;而围岩条件较差、需及时衬砌的情况,则需开挖和衬砌交叉进行,开挖一段,支护一段,衬砌一段,以保证安全为准则。

5.3.1 斜井、竖井开挖

斜井和竖井的开挖方法基本上可分为自上而下开挖的正井和自下而上的反井两种,前者适用于小断面浅井、竖井下部无施工通道、倾角小于 40° 的斜井等情况,由于需要提升设备,且安全问题比较突出,能用反井时尽量用反井方式开挖。另一种开挖方式分类是全断面开挖或先导井、后扩挖,在开挖导井和扩挖时也都有选用正井或反井的问题。

在导井开挖中曾采用一次钻孔分段爆破法、吊罐法、爬罐法和反井钻机法等方法,目前最常用的是爬罐法,反井钻机法也有应用,其他方法则已不用,或仅用于浅井。爬罐法自下而上利用爬罐上升,向上式钻机钻孔,浅孔爆破、下部出渣,需用劳动力少、适应性强、开挖速度快、安全性好,成为开挖斜井和竖井的主要方法。反井钻机法用反井钻机先自上而下钻导孔,再自下而上扩孔成井,具有机械化程度高、施工速度快、安全、工作环境好,为斜井和竖井开挖提供了一个新的途径。

在扩挖中,也有自上而下和自下而上两种方式。自上而下的扩挖方式适用于各种围岩,先加固井口,安装提升设备,进行爆破作业,经导井向下溜渣,经井底通道出渣。自

下而上扩挖时,用吊盘、吊罐、活动平台等设备,放入导井内或底部,钻辐射孔或向上的钻孔,爆破后岩渣落入井底,由底部通道出渣。支护和衬砌作业视围岩情况可以跟随工作面进行,也可以在扩挖完成后进行。

5.3.2 混凝土衬砌施工

有钢板衬砌的混凝土回填,一般都用自下而上与钢管安装分段交叉进行。斜井一般用有轨运输,用混凝土运输车、溜槽、溜管等输送混凝土;竖井可以用吊罐、溜管等作混凝土垂直运输。都是间断式分段浇筑的形式。

对钢筋混凝土衬砌的浇筑一般都用全断面一次浇筑的形式,施工方式有拉模和滑模两种。一般中小型斜井可以采用卷扬机牵引的拉模进行全断面衬砌,而大中型斜井和竖井则以使用滑模浇筑为主。对斜井转弯段可以用多功能钢模适应弯道的曲线变化。直线段则用滑模全断面浇筑,三峡斜井还使用变径滑模适应管道直径的变化。天荒坪工程斜井用滑模连续浇筑,最高月浇筑230.7m,广蓄二期斜井用滑模浇筑平均月进尺183.7m,最高207.6m。竖井滑模浇筑更具优越性。鲁布革工程调压井用滑模浇筑,平均日滑升2.7m,最高日滑升3.4m。



第6章 水电站的机电设备

1 概述

1.1 水电站机电设备的配置

为了将已集中的水能转换成方便用户使用的电能，水电站需要设置能量转换、能量调节、能量控制、能量传输、安全监测和保护等机电设备。

1.1.1 发电设备

水轮发电机组是实现能量转换并产生经济效益的关键设备。水轮机是将水能转换为机械能的原动机，利用水流的势能和动能作原动力，使转轮旋转输出机械能。水轮发电机是与水轮机连接配套的旋转磁极式交流同步发电机，将机械能转换为电能。几乎所有的水轮机和发电机是直接通过“法兰盘”连接为一个整体，通称为水轮发电机组或常规水电机组（水电机组包括水轮发电机组和抽水蓄能机组）。

调速器及油压装置用来控制机组启停、调节机组转速及增减机组负荷，是水轮机附属设备。装在水轮机进口钢管上的蝴蝶阀（或球阀）及装在固定导叶与活动导水叶间的筒型阀，称为水轮机的进水阀或主阀，可在油压或水压作用下迅速关闭，切断水轮机进水，防止事故发生与扩大，也是水轮机的附属设备。励磁调节器及灭磁开关用来调节励磁电流和在切除励磁时消散励磁线圈中的能量，是发电机的附属设备。这些附属设备可以看成是机组的组成部分。

1.1.2 辅助设备

大中型水电机组在电力系统中要做到持续、长久、安全、可靠运行，需要设置能够满足机组润滑、冷却、调节控制等各种要求的辅助设备及相应的系统。

(1) 油系统及其设备。机组各轴承在运行中需要油来润滑，油压设备需要用油进行动力传递，变压器需要绝缘油作散热介质。大中型水电站所用的汽轮机油和变压器油都要设置相应的供油、排油、储油设备和管路组成的油系统，配置了阀门、油泵以及油过滤、处理、化验设备。

(2) 供、排水系统及其设备。发电机在发电过程中会发热，设置了空气冷却器；各轴承运行中也有摩擦热量产生，设置了油冷却器；水冷式变压器、水冷式空压机和一些油压装置油槽也设有冷却器。这些冷却器需要冷却水将热量带走，以保证这些设备在一定的允许温升范围内持续稳定运行。此外，有的水轮机导轴承采用水润滑，有的电站还采用射流泵、水力操作的水轮机进水阀，有操作用水要求。冷却用水、润滑用水和操作用水，称工业用水或生产用水，其供水称技术供水。对发电机消防、厂房消防、油库和油处理室消防、变压器消防等用水属消防供水。为满足各供水用户对水量、水压、水质、水温的要求，大中型水电站设置了由取水、过滤、控制、调节的设备（装置、元件）和管道组成的技术供水系统和消防供水系统，配置了阀门、水泵、滤水器、减压阀等设备和示流信号器、压力表等流量、压力监测元件。

大中型水电站厂房一般都有相当部分建筑物在下游河水

位以下，有渗漏水 and 不能自流排出的冷却水、生活用弃水以及检修时尾水管的积水，需要用抽水设备及时排出厂外，为此设置渗漏与检修排水系统，配置了水泵（离心泵、深井泵、潜水泵、射流泵）、盘形阀等设备和水位信号器之类的监测元件。

(3) 压缩空气系统及其设备。油压装置要用高压压缩空气储能，机组制动要用压缩空气驱动制动闸，一些生产作业也要用压缩空气，为此需要设置高压和低压两套压缩空气系统，配置空气压缩机、阀门以及气质处理和压力监测元件。

1.1.3 配电变电设备

水电站要将生产的电能经济、灵活、安全送出，需在发电机出口至输电线路间设置发电机电压配电装置、主变压器、升高电压配电装置。配电装置由开关设备（如断路器、隔离开关）、保护电器（如避雷器）、测量电器（如电压互感器、电流互感器）、连接母线和其他辅助设备（如电抗器、电容器）按照主接线以一定顺序进行电气连接而构成，在正常情况下接受和分配电能，故障时迅速切断故障部分。主变压器则将电压升高后送入输电线路，减少电能损耗和电压降落。水电站机组正常运行时，各辅助设备、控制和保护装置、照明、检修试验需要用电，要设置包括变压器、开关柜等设备的厂用电系统。水电站的配电变电设备是除发电机以外的电气一次设备。

1.1.4 监控保护设备

为了发电、配电、变电设备能安全、经济运行，需要有状态监测、自动控制、继电保护系统和通信系统。状态监测主要有水力参数（水位、水压、流量等）、电气参数（电压、电流、功率、频率、电量、功率因数等）、温度（定子铁心及绕组温度、各轴承油温及瓦温、冷热空气温度、冷却水温度等）和机组的振动摆度等。自动控制分单元控制和厂级中央控制，其中机组有顺序控制、功率控制、电压控制。继电保护有发电机继电保护、主变压器继电保护、母线继电保护、线路继电保护及厂用电继电保护。监控、保护系统需要直流电源，为此，水电厂设置蓄电池。水电站的监控保护设备为电气二次设备。

1.2 水电站机电设备的特点

(1) 地位重要要求高。水电站是电力系统的电源，地位重要，尤其是大型水电站的电力生产，对电力系统的安全稳定运行关系重大。水电站机电设备是水电生产的核心，既要能长期稳定运行，又要能灵活启停，性能和质量要求高。大型水机电设备，水轮机流道特殊、受力复杂，发电机、变压器及配电装置要承受高电压、大电流，设计制造需高科技、大设施支持，常列为国家的重大装备范围。

(2) 工作条件差。水电站环境潮湿，其机电设备必须有良好的防护性能。水电站的河水，大多达不到工业用水标准，尤其是我国，水土保持不好，河水脏、含沙量高、有许多漂浮物，有的还有丁螺等水生物影响，其水力机械的过水部件要有良好的抗磨损性能，有的要采取防淤堵措施。水电站各种机电设备布置分散，相互联系的管道、电缆多而长，

易发生故障，设计和安装不能有疏忽。水电厂内电磁场强、变化多，存在随机干扰因素，有些电气故障难模拟再现，电子设备设计时应予充分注意。

(3) 个性化设计任务重。火电、核电可通过煤、油、天然气或核燃料的调运来选择厂址、规模，采用规格化的发电机组。水电站与之不同，它把一次能源开发与电能生产结合在一起，需建在河流上，规模、布置受河流水文、地形等自然条件约束，其发电机组、主接线、监控系统等需按电站的具体参数设计制造，个性化强。尤其是大型机组的水轮机转轮设计，常要用试验台进行模型试验；但由于实际水体在进出水口有相互流态影响，同样的机组仍可有不同的运行状态表现。

(4) 现场安装工作量大。大中型机组尺寸、重量大，受运输条件限制，难以整装产品运到水电站现场；且各部件要与电站的建筑物有机结合，并只有现场才有进行试运行的条件，需要现场安装、调试。制造厂通常将机组分为若干部件，有的部件还分瓣、块、件运至现场。在水电站现场经拼装、焊接、组合、装配成整体部件，再吊装、调整、定位、联结，并进行相关调试成整体机组，最后经试运行，投产发电。水电机组现场安装，在某种程度上是制造的延续。而水电站的配电变电设备、监控保护设备以及为机组服务的辅助设备，虽然以整装产品到货，但必须在现场按设计要求就位，进行电气的和管路的连接，形成回路或系统，再经调整、试验，才能投入使用。这些设备的现场安装是其实用化的必要工作。

(5) 运行状态多。水电机组运行水头变幅大，常担负调峰、调频、事故备用功能和应付计划外临时任务，并有静止和发电、调相、进相运行工况（蓄能机组还有抽水、黑启动运行工况），工况变化大、转换多。水电机组操作力大，这么多的运行状态，操作程序复杂，既需要有可靠的操作动力和自动化的顺序控制系统，又要求设备能胜任状态的快速变化。

2 水电设备制造

2.1 中国的水电设备制造业

2.1.1 发展简史

从 1927 年纪延洪制成第 1 台水轮机算起，中国水电设备工业整整走过了 80 年的路程。按其发展情况，大致可以分为萌芽阶段、初创阶段、起步发展阶段、独立开发曲折前进阶段、繁荣发展阶段、面向世界自主创新阶段等六个阶段。

2.1.1.1 1927~1949 年 9 月

新中国成立前，中国水力发电事业和水电设备工业十分落后，没有专业的水电设备厂，水电设备产量很低，生产的水电机组容量小，技术经济性也差。

(1) 水轮机制造。1927 年，福建省纪延洪工程师为南平夏道水电站研制成 1 台 3kW 的上击式水轮机，拉开了中国人制造水轮机的序幕。到新中国成立前夕，中国工厂共为国内约 50 座水电站提供了 60 余台水轮机，其最大容量机是重庆民生机器厂为四川长寿下清渊洞（下洞）设计制造的 735kW（1000 马力）双转轮卧轴混流式水轮机。新中国成立前，制造水轮机的工厂主要有抗日战争内迁重庆的上海机器厂、内迁昆明的中央机器厂、重庆民生机器厂及浙江铁工厂等；中国各型水轮机首台制造情况见表 1.6-1。

表 1.6-1 中国各型水轮机首台情况表

电站名称	第一台机组生产年份	功率(kW)	型式	研制单位或人员
夏道(福建)	1927	3	上击式	纪延洪
西芹院口(福建)	1928	40	立轴混流式	纪延洪
西宁(青海)	1940	200	卧轴混流式	上海机器厂
崇安(福建)	1930	40	冲击式	纪延洪
吕家碾(四川)	1933	4	旋桨式	邓治安
卧佛寺(四川)	1943	30	转桨式	中央机器厂
玉虹(四川)	1934	40	引水式	成都高工校附属工厂
太平汛(浙江)	1941	14	推进式	浙江铁工厂
下洞(重庆)	1942	750×2	双转轮卧轴	吴震寰,重庆民生机器厂

(2) 水轮发电机制造。上海是中国电机工业的摇篮，抗日战争期间内迁重庆的上海华生电器厂是新中国成立前中国制造水轮发电机最多的工厂。此外，内迁昆明的中央机器厂、中央电工四厂和上海华通电器厂等也曾制造多台水轮发电机。制造的最大容量水轮发电机是中央电工四厂（昆明电机厂前身）利用 1 台报废变频器改制的 1550kW 卧式水轮发电机（装在下清渊洞电站）；自己设计制造的最大容量机是华生电器厂为万县仙女洞电站研制的 500 马力水轮发电机。新中国成立前，中国制造水轮发电机的情况见表 1.6-2。

表 1.6-2 中国水轮发电机研制情况（1927~1949 年 9 月）

电站名称	发电机参数	研制人员或工厂	生产年份	备注
夏道(福建)	1×3kW	纪延洪	1927	汽油发电机
桂口(福建)	2×132kW	华通电器厂	1939	改装
太平汛(浙江)	1×14kW	上海永安公司	1940	
东溪(重庆)	1×16kW	华生电器厂	1940	
西宁(青海)	2×220kW	华生电器厂	1940	
下清渊洞(重庆)	1×1550kW, 2×720kW	中央电工四厂	1941	损坏的变频器
太平(四川)	1×50kW, 1×100kW	中央机器厂	1941	改制
仙女洞(重庆)	1×147kW, 1×367.5kW	华生电器厂	1944	
鲸鱼口(重庆)	1×161kW	华生电器厂	1944	
高坑岩(重庆)	2×176kW	华生电器厂	1944	
昆湖(云南)	1×150kW	中央电器厂	1945	
万花溪(云南)	2×50kW	中央机器厂	1945	
玉龙(云南)	2×150kW	中央机器厂	1946	
高洞(四川)	2×117kW	华生电器厂	1946	
卧佛寺(四川)	1×30kW	中央电器厂	1946	
石溪濠(四川)	1×162kW	华生电器厂	1947	
明台(四川)	3×60kW	华生电器厂	1948	

(3) 技术研究和人才培养。抗战时期内迁重庆的中央大学设有水工试验室，曾开展水轮机模型试验工作；中央机器厂曾开展水轮机和发电机系列化设计工作。1938 年，中央机器厂和瑞士 BBC 公司签订了引进电机制造技术的协议。1945~1946 年间，资源委员会利用美国租借法案的一笔贷款，根据技术转让协议，先后派人到美国西屋公司和摩根·史密斯公司学习发电机和水轮机的设计制造技术，带回一批有关水轮发电机组的设计制造资料，许多人后来成为新中国水电设备制造工业的开拓者和技术、管理骨干。

2.1.1.2 1949 年 10 月~1953 年

新成立的中国政府一方面及时筹建发电设备重点制造厂，一方面对旧有私营小厂进行改造、合并，在物质艰难、基础薄弱的条件下，开创新中国的水电设备工业。

(1) 成立大型水电设备厂。1950 年 1 月，中央人民政府重工业部召开全国电器工业会议，决定在东北沈阳筹建重

型电机厂,生产包括水轮机、水轮发电机在内的发电设备。东北人民政府重工业部根据中央指示,从1949年冬到1950年春先后从华东、西南、华中招聘,并从湘潭电机厂、上海电机厂、昆明电机厂商调一批在旧中国电工行业工作过的技术人员(其中包括曾在美国西屋公司学习过水电设备设计制造的技术人员)来东北工作,组成了电工行业重点厂的技术队伍。1950年5月,东北人民政府电器工业局技术处成立,下面设有电机、水轮机等专业,负责产品设计工作。1950年底,沈阳电工五厂的一部分和东北电工四厂的一部分北迁哈尔滨,成立新的东北电工四厂(后改名哈尔滨电机厂),生产水力发电设备、汽轮发电机、交直流电机等,与此同时,东北电工局技术处也迁到哈尔滨。

(2) 对私营工厂进行改造、合并。新中国成立后,为了发展中国水电设备工业,中央及西南工业部即着手对在渝的几家机器厂进行有计划的改造、合并。1952年,西南工业部将恒顺机器厂(1895年开工,1939年由武汉迁渝)、协昌机器厂、洪发机器厂和上海机器厂合并为西南工业部206厂;1953年,206厂更名为重庆柴油机厂。

(3) 全面采用苏联标准。1952年11月,第一机械工业部在北京召开全国电器工业会议,决定在中国国家标准未制定以前,全面采用苏联标准作为全国电工产品的暂行标准。同时颁发了中国电力系统的频率、电压标准,结束了中国电力系统中50Hz、60Hz混杂,电压等级不统一的局面,为中国水电设备工业的顺利发展创造了有利条件,也为编制中国自己的技术标准奠定了基础。

(4) 在1949~1953年期间,沈阳电工五厂和东北电工四厂为11座电站生产了20多台水电机组,总容量23030kW。重庆上海机器厂及合并后的206厂(重庆柴油机厂),为16座电站生产了22台水电机组,总容量6797马力。其中:哈尔滨电机厂于1953年为古田电站研制成功我国第一台中型水轮发电机组(6MW);重庆上海机器厂1951年为重庆小泉电站研制成功我国第一台轴伸贯流式机组(75kW)。

2.1.1.3 1954~1960年

从1954年到1960年,是中国水电设备工业由小到大、蓬勃发展的时期。在此期间,我国共生产混流式、转桨式、冲击式水轮发电机组约1864.4MW,基本上满足了国民经济发展的需要。

(1) 水电设备企业纷纷上马投产。1954年12月,哈尔滨电机厂的大型厂房建成投产,成为中国生产大型水电设备的第一家骨干企业。1957年4月浙江电机厂和浙江农机厂合并为浙江电机厂,1958年12月改名为浙江萧山电机厂,开始生产小型水电设备。1957年,重庆柴油机厂将柴油机车间分离出去,更名为重庆水轮机厂,成为中国生产水电设备的重要专业厂。1958年7月,以天津市第一通用机械厂为主体,合并通用机械制配厂和中兴机器厂,组建天津市水轮机厂,在北仓新建厂房;1959年,又将大明电机厂和天津市汽轮机厂并入,成立天津发电设备厂,1960年建成投产。1954年,在南平德隆机器厂的基础上成立福建南平电机厂,1959年开始生产水电设备。1958年,广州成立水电设备厂(1966年迁韶关,改为韶关水轮机厂);浙江成立金华水轮机厂;昆明电机厂开始生产中小型水轮机及水轮发电机。1958年9月,中国另一座现代化的生产大中型水轮发电机组的工厂——德阳水力发电设备厂,在四川德阳破土动工。

(2) 开始研制大型水电机组。1959年,哈尔滨电机厂研制成功新安江电站72.5MW大型水轮发电机组,其中9

号机还采用了双水内冷技术。这是中国独立自主研制大型水电机组的里程碑。

(3) 建立水电设备研究基地。1958年5月,第一机械工业部第八局下文成立哈尔滨大电机研究所,并批准该所建设水力试验室。同年,成立了第一机械工业部七、八局水力发电设备联合设计处;1960年,该设计处并入第一机械工业部电器科学研究院(1963年迁入天津电气传动设计研究所)。

(4) 聘请苏联专家,引进苏联技术。1955~1960年间,哈尔滨电机厂先后聘请苏联列宁格勒金属工厂和电力工厂的水轮机、水轮发电机、调速器的专家来厂指导工作;哈尔滨电机厂也先后派出一批技术人员、工人到苏联实习,引进了一批苏联图纸和技术标准;结合丰满电站6台机组的恢复和扩建,我国在较短时间内掌握了苏联水电机组的计算方法和各种规程规范。

2.1.1.4 1961~1976年

在这期间,苏联专家已撤走,中国经历了国民经济调整和十年“文化大革命”,水电设备工业在艰难中独立开发,曲折前进;全国共生产水电设备11351MW,年均710MW。

(1) 东方电机厂建成投产,一大批中小型水电设备厂兴起。1964年,现代化的德阳水力发电设备厂复工续建(1958年动工,1961年下马停建),1965年更名为东方电机厂,1966年建成投产,当年就制成了双牌电站45MW水轮发电机组。1966年,广西金城江水电设备厂成立。1970年,水电部设立生产水电设备的富春江水工机械厂。与此同时,由于农村小水电的迅速兴起,中国涌现了一大批水电设备工厂,除一机部外,水电部、五机部、农机部等的部分工厂也开始制造水轮发电机组。到1976年为止,中国生产和曾经生产过水电设备的企业约70家。但是,许多厂由于技术力量薄弱,管理混乱,产品质量差,后来又停产水电设备。

(2) 大型机组研制上水平。1964年,哈尔滨电机厂研制成功云峰电站100MW机组;1970年和1974年,东方电机厂研制成功丹江口150MW机组和乌江渡电站210MW机组;1968年和1972年,哈尔滨电机厂研制成功刘家峡电站225MW和300MW(水冷)机组。这些机组的研制成功标志中国混流式机组的研制水平已进入世界前列。

(3) 发展新机型,开发新品种。在大中型水轮机方面,除混流式、转桨式和冲击式外,发展了斜流式、灯泡贯流式、可逆式等机型;在中小型水轮机方面,发展了双向贯流式、斜击式、明槽贯流式、虹吸贯流式及微型整机组等;在发电机方面,发展了变极式发电电动机、双水内冷水轮发电机和贯流式水轮发电机等;在水轮机阀门方面,除闸阀、蝴蝶阀、球阀外,发展了机械液压空放阀、液压卧式空放阀;在调速器方面,研制成功了大型电子管式电液调速器、大型晶体管电液调速器等;在油压装置方面,油压从2.5MPa提高到了4.0MPa;在水轮发电机励磁方面,开发了双绕组电抗分流励磁系统、直流侧并联复励晶闸管整流励磁系统、他励晶闸管整流励磁系统、三次谐波晶闸管励磁系统、自复励静止晶闸管励磁系统、无刷励磁系统等。

(4) 中小型水电机组设计向系列化发展。1962年,天津电气传动设计研究所开始组织水轮发电机组系列化产品统一设计。1963年完成了ZD661-WH和HL310-WG系列水轮机的设计;1964年完成了HL220-WJ系列水轮机的设计,1965年组织了1000kW水轮机的设计整顿工作。在发电机方面,到1967年,先后完成了200~630kW卧式系列机组、59机座、12~75kW系列,共80多个规格的统一设计任务。

这些中小型水轮机和发电机经鉴定后,在全国中小水电设备厂广泛使用,成为以后相当长时期内中国中小水电设备行业的主导产品。此外,1972年,天津电气传动设计研究所又组织国内中型水电设备厂,进行了500~5000kW水轮发电机系列的统一设计,并开展了与之配套的晶闸管整流励磁系统的试验研究及设计工作。

(5) 独立开展水电设备的各项研究工作。1963年哈尔滨电机厂的 $\phi 460$ 大能量试验台、 $\phi 250$ 能量台、 $\phi 250$ 空化试验台投入使用。以后,水电部水利水电科学研究院、重庆水轮机厂、金华水轮机厂的水力试验台相继投入使用;东方电机厂的3个水力试验台也在1970年建成。这些水力试验台的相继建成投运,标志着中国在水轮机水力研究方面步入独立研究开发的新时期。此外,哈尔滨电机厂和东方电机厂等单位还建立了电气试验研究室、绝缘研究室、通风冷却试验室、强度研究室等,开展自主研究工作。

(6) 水电设备出口外援。中国水电设备出口开始于1958年。在1961~1967年间,中国水电设备主要是以援助方式进入第三世界国家,如蒙古、阿富汗、朝鲜、阿尔巴尼亚、刚果(布)、几内亚、赤道几内亚、尼泊尔、阿富汗、布隆迪、坦桑尼亚、老挝、柬埔寨、喀麦隆等。哈尔滨电机厂,1963年为中朝边境鸭绿江上的云峰电站制成100MW水轮发电机组;1967年为刚果(布)的布昂扎电站制成18.5MW混流式机组。东方电机厂,1969年为阿尔巴尼亚伐乌一代耶电站制成50MW水轮发电机组;1975年又为阿尔巴尼亚菲尔泽电站制成125MW水轮发电机组。

2.1.1.5 1977~1990年

中共十一届三中全会后,中国实行改革开放,国民经济迅速发展,水电建设开始步入快速发展期。中国水电设备行业抓住机遇,迅速发展,走向繁荣。这期间全国共生产水电设备15455MW,年平均生产水电设备约1100MW,最高年产量为1397MW(1988年)。

(1) 形成一批实力较强的企业。改革开放后,计划经济逐渐向市场经济过渡,企业间竞争逐渐加剧,致使一批效益低下的小型水电设备企业被淘汰出水电设备市场,中国水电设备行业在20世纪80年代中期逐渐形成一批实力较强的企业。1988年,哈尔滨大电机研究所按国家级企业等级标准,列出了全国十家大、中型水电设备企业。其中哈尔滨电机厂和东方电机厂为大型企业,天津发电设备厂、重庆水轮机厂、杭州发电设备厂、昆明电机厂、金城江水电设备厂、韶关水轮机厂、南平电机厂、零陵水电设备厂为中型企业。

(2) 制成功一批具有先进水平的机组。1979年,东方电机厂为葛洲坝电站研制成功170MW转桨式机组;1980年和1984年,哈尔滨电机厂和东方电机厂分别为葛洲坝电站研制了125MW转桨式水轮发电机组。葛洲坝电站170MW是目前世界上转轮直径最大的水轮发电机组,它和125MW机组获国家科技进步特等奖。1979年,哈尔滨电机厂研制成功白山电站300MW混流式水轮发电机组;1981年,东方电机厂研制成功大寨电站10MW蒸发冷却水轮发电机组(获国家科技进步二等奖);1982年,天津发电设备厂研制成功白垢电站10MW灯泡贯流式机组(获国家科技进步二等奖);1983年,富春江水工机械厂研制成功江夏潮汐电站用700kW双向贯流式机组(获国家科技进步二等奖);1984年,东方电机厂研制成功龙羊峡电站320MW混流式水轮发电机组;1988年,哈尔滨电机厂采用国际合作和市场机制,与挪威克瓦纳(Kvaerner)公司和德国西门子公司合作设计、合作制造,研制成功鲁布革电站150MW高水头混流式

水轮发电机组;1990年,重庆水轮机厂研制成功水头超过1000m的天湖电站15MW冲击式水轮发电机组;1990年,重庆水轮机厂和天津发电设备厂分别为安居电站和都平电站制成15MW灯泡贯流式机组。

(3) 参与国际竞争,产品走向世界。1980年,东方电机厂参加国际投标,获得了为美国卡曼奇电站提供3套转桨式机组的合同,开创了中国水电设备以投标方式进入世界的先例。在1979~1990年间,中国水电设备厂积极参与国际竞争,开拓国际市场,以贸易或国际投标的方式向美国、菲律宾、秘鲁、斯里兰卡、土耳其、马来西亚、尼泊尔、泰国、巴基斯坦、智利、南斯拉夫、加拿大、伊朗、委内瑞拉、缅甸出口了数百套水轮发电机组。

2.1.1.6 1991~2005年

1991年起,二滩、三峡、小浪底等一批世界级巨型水电工程相继开工建设。中国水电设备企业通过与国外公司联合设计、合作制造和引进技术,迅速掌握了巨型机组设计制造的核心技术,进入了面向世界,自主创新阶段。

(1) 中国水电设备企业的合资合作股份制改造。1991年以后,中国加快了企业改制改造的步伐。从1994年开始,中国水电设备行业“两大集团,八大厂家”,都根据不同情况进行了改制改造,有的厂家与国外著名厂家合作,组建中外合资公司;有的厂家重组分立,成立股份公司;有的厂家内部改制,成立有限责任公司。具体情况见本章2.1.2节。

(2) 水电设备技术的引进消化和自主创新。从“八五”(1991~1995)开始,中国水电设备行业加大了引进消化国外先进技术的力度,在鲁布革、隔河岩、五强溪、二滩等大型水电机组项目中,中国企业与国外公司联合设计、合作制造,引进了一批先进技术。特别是三峡电站左岸14台700MW机组及其他机电设备,中国长江三峡工程开发总公司按国家要求的“技贸结合、技术转让、联合设计、合作制造”方针进行国际招标,给中国水电设备企业提供了新的发展机遇和条件。承让技术及合作制造的中国哈尔滨电机厂有限责任公司(以下简称哈电)和东方电机股份有限公司(以下简称东电)两大企业派出强大的技术力量,从中标的国外两大水电设备集团引进了10多项水电设备关键技术,同时全过程地参与机组的联合设计、联合制造、联合试验,并着力引进消化,在较短的时间里完全掌握了特大型水电机组的整体设计和制造的核心技术及关键技术。之后,东电、哈电又通过自主创新,在水轮机转轮、发电机定子绕组绝缘、发电机蒸发冷却等方面取得较大突破。

(3) 企业技术改造步伐加快,产能猛增。“八五”(1991~1995)期间,中国水电设备企业加快了技术改造的步伐,改建、扩建厂房,增添、更新关键设备,引进国外先进试验装备和计量检测设备。14家骨干企业基建投资3.42亿元,技改投资4.82亿元。通过技改,哈尔滨电机厂和东方电机厂的水电设备生产能力分别由年产600MW提高到800~1000MW;重庆水轮机厂、韶关发电设备厂、南宁发电设备厂等提高了生产能力。“九五”(1996~2000)期间,中国重点水电设备企业的技术改造力度进一步增大。东电和哈电围绕三峡电站700MW机组的研制,大规模地进行技术改造,水电设备生产能力分别达到2000MW。2000年,中国水电设备年生产能力超过5000MW。2004年,东电和哈电的水电设备年生产能力再上新台阶,分别达到3000MW。在此期间,哈电在葫芦岛建成东北滨海水电大件生产基地,解决了大件陆运的困难;四川建成了从德阳至乐山的大件公路(承重720t),解决了东电的大件的运输问题。其他水电

设备厂在“九五”和“十五”期间都进行相应的技术改造,如东风电机厂增添了15m立车、16m卧车、直径220mm数控镗床等,南宁发电设备总厂增加了16m、8m立车。另外,在巨大商业利益的驱动下,以前不生产水电设备的企业迅速转产水电设备,一大批私有企业兴起,民间资本也进入到水电设备制造行业。2005年中国水电设备年生产能力超过10 000MW。

(4) 科技水平提高,一大批高性能、高水平机组诞生。1991年以来,哈尔滨大电机研究所、东方电机股份有限公司增添了高精度水力机械试验台,天津电气传动设计研究所1991年建成了60m试验台,加上中国水利水电科学研究院和富春江水电设备总厂于1987年和1990年建成的100m、60m试验台。这些水力机械试验台的技术水平均达到国际先进水平,为我国研制世界先进水平的水轮机转轮提供了试验条件。在水轮机水力设计上,东电、哈电通过自主创新,采用CFD等先进技术,开发出了一大批具有世界先进水平的转轮。1991年至今,我国研制成功一大批有较高水平的水电机组。例如,在混流式机组方面研制成岩滩300MW(转轮直径8m)机组(1992年)、漫湾250MW机组(1992年)、隔河岩300MW机组(1993年)、李家峡400MW机组(1995年)、天生桥一级300MW机组(1998年)、小浪底300MW(1999年)、伊朗卡伦250MW水轮机(1999年)及三峡左岸700MW机组;在轴流式机组方面研制成功铜街子150MW机组(1991年)、叙利亚迪斯林105MW机组(1995年)及水口200MW机组(1993年);在冲击式机组方面,研制户宋河21MW机组(1996年)、高桥30MW机组(2002年)、大发120MW机组及金窝140MW机组;在灯泡贯流式机组方面研制成功凌津滩、贵港、红岩子30MW机组(1998~1999)、金银台40MW机组(2004年)和洪江45MW机组(2003年);在轴伸贯流式机组方面研制成功双东2MW机组(1993年)和上罗3.5MW机组(2000年);在竖井贯流式机组方面研制小龙门13MW机组(2005年)和巴基斯坦真纳电站12MW机组(2005年);在抽水蓄能机组方面研制成功响洪甸40MW机组(1997年)、回龙60MW机组(2004年)和白山150MW机组(2004年)。

2.1.2 目前情况

2.1.2.1 企业情况

(1) 企业数量。据中国电器工业协会水电设备分会统计,2003年初全国登记入会的水电设备企业共97家,其中以主机为主的厂家61家。在这61家中,大型企业两家(哈电、东电),中型企业12家。2003年后登记入会的企业逐年增多,截止到2005年底有114家。

(2) 主要中外合资企业:

1) 东芝水电设备(杭州)有限公司。1994年12月,富春江水电设备总厂与日本富士电机株式会社共同投资,组建富春江富士电机有限公司。1999年,扩大合资,成立富春江富士水电设备有限公司(简称双富公司)。2005年1月,日本东芝集团和中国水利水电建设集团共同投资(东芝占80%),收购双富公司,组建了该公司。

2) 希科公司(SHEC)。1994年12月,上海电机厂、德国西门子公司和德国伏依特(Voith)公司共同出资(各占1/3),成立上海水电设备公司(Shanghai Hydro Power Equipment Co),简称希科公司(SHEC)。

3) 天津阿尔斯通水电设备有限公司(Tianjin Alstom Hydro Power Co., Ltd)。1995年4月,天津发电设备总厂和通用电气阿尔斯通动力公司(GEC-Alsthom Power Co.)

共同组建天津通用电气阿尔斯通水电设备有限公司。1998年,更名为现公司。

4) 通用电气亚洲水电设备有限公司(GE Hydro Asia Co. Ltd)。1996年5月,以杭州发电设备厂为主成立的杭发集团公司与挪威克瓦纳能源公司(Kvaerner Energy AS)共同组建克瓦纳(杭州)发电设备有限公司。2003年1月,美国通用电气公司动力系统(GE Power System)收购克瓦纳(杭州)发电设备公司90%的股权,并将公司名称改为现名称,隶属GE Hydro(总部设在挪威)。

(3) 主要企业的改制和变迁情况如下:

1) 东方电机厂于1993年12月实行重组分立,成立东方电机股份有限公司,1994年和1995年分别在香港及内地上市。

2) 哈尔滨电机厂于1994年10月进行股份制改造,改制为哈尔滨电机厂有限责任公司(HEC),隶属于哈尔滨电站设备集团公司(HPEG)旗下的哈尔滨动力设备股份有限公司(HPEC)。

3) 重庆水轮机厂于2000年11月改制为重庆水轮机厂有限责任公司。

4) 东风电机厂1965年5月建厂,为一军工企业,20世纪80年代军转民,开始生产水电机组;2001年12月整体改制为由东方电气集团公司控股的东风电机厂有限公司。

5) 昆明电机厂2002年改制为昆明电机有限责任公司。

6) 江西电机厂进行公司制改造,改名江西电机有限责任公司;2002年8月,资产重组,变为四通(江西)电机有限责任公司。

7) 南平电机厂曾改名为福建水力发电设备厂,1997年8月组建为福建九州南平电机厂,2003年3月又将水电设备部分改制为福建南平南电水电设备制造有限公司。

8) 广西金城江水电设备厂1989年搬迁南宁,与广西南宁建材机械厂合并,成立南宁发电设备总厂。

9) 广东韶关发电设备厂,1993年以该厂为基础成立广东康立通用电气集团公司;1999年10月破产重组,成立广东省韶关众力发电设备有限公司;2004年3月,广东明珠集团收购该公司,成为广东明珠集团下的一个全资子公司。

10) 湖南零陵水电设备厂,1997年开始改为公司制,但直到2004年才基本完成,更名为湖南零陵发电设备有限公司;2004年底,郴州市恒运实业有限公司收购零陵发电设备有限公司,更名为湖南零陵恒远发电设备有限公司。

11) 金华水轮机厂1996年7月22日改制组建为浙江金轮机电实业有限公司。

12) 重庆电机厂经资产重组股份制改造后,2001年1月18日成立重庆赛力盟电机有限责任公司。

13) 兰州电机厂改制为兰州电机有限责任公司。

14) 云南玉溪水电设备厂改制为云南玉溪水力发电设备有限公司。

15) 湖北白莲河发电设备厂改制为湖北黄冈市白莲河发电设备有限公司,后又改名湖北白莲河发电设备有限公司。

16) 赣州电机厂和赣南水轮机厂1998年组建为赣州发电设备成套制造有限公司。

17) 忠县水轮机厂被重庆云河集团收购后,投资扩建,更名为重庆云河实习(集团)有限公司忠州水轮机厂(其营销部门分离成立重庆云河集团水电设备有限公司)。

18) 长宁水轮机厂改制为宜宾富源发电设备有限公司。

19) 天津发电设备总厂没有进入合资企业的资产和人员,2001年2月与天津重型机床厂合并,成立天津市天发

重型水电设备制造有限公司。

20) 富春江水电设备总厂合资后的剩余资产和有关人员, 被划给了富春江水工总厂的下属配件厂, 以后配件厂改名为富春江水工机械中小水电设备厂。2004 年, 工厂改制, 成立浙江富春江水电设备有限公司。

21) 杭州杭发集团公司合资后的剩余资产和人员, 2004 年 4 月被整体划入杭州汽轮动力集团公司, 改名杭州汽轮动力集团有限公司杭州发电设备厂。

2.1.2.2 技术水平

通过三峡机组的“技术转让—消化吸收—自主创新”, 中国以 5~7 年的时间消除了与国外著名公司间 30 年的技术代沟。目前, 我国大型水轮发电机组的设计制造达到了世界先进水平。截至 2005 年底, 东电、哈电已分别签订 30 多台 600~700MW 的水电机组的合同, 这在水电设备工业史上是绝无仅有的。

中国建造了许多水力机械试验台, 其中中国水利水电科

学研究院、哈尔滨大电机研究所、东方电机股份有限公司的水力机械试验台, 技术水平均达到国际先进水平。这为我国研制世界先进水平的水轮机转轮提供了试验条件。2003 年, 三峡右岸电站机组招标, 中外厂家的水轮机模型对比试验, 就在中国水科院的高精度水力试验台上进行。

通过三峡项目, 我国水轮机转轮模型开发, 已由原来的二元、准三元设计试验筛选的落后状态一下跨到了全三维黏性流多方案优化的 20 世纪 90 年代世界先进水平。现在水轮机水力设计, 东电、哈电通过自主创新, 采用 CFD 等先进技术。

在水轮发电机冷却技术方面, 东电与中国科学院电工所合作, 先后在 10MW、52.5MW 及 400MW 水轮发电机定子绕组上采用了独创的蒸发冷却技术, 现在正将蒸发冷却技术推广用于 700MW 及以上的超大型水轮发电机中。

中国水电机组的水平与国际先进水平的比较, 见表 1.6-3。

表 1.6-3 中国水电设备制造水平与国际先进水平的比较

机 型	机组容量 (MW)		最高水头 (m)		最大转轮直径 (m)	
	世界水平	中 国	世界水平	中 国	世界水平	中 国
混流式	700 (中国三峡)	700 (三峡)	744 (奥地利 Häusling)	553.6 (饶磺)	10.416 (中国三峡)	10.416 (三峡)
轴流转桨式	200 (中国水口)	200 (水口)	88 (意大利 Nembia)	78 (石门)	11.3 (中国葛洲坝)	11.3 (葛洲坝)
轴流定桨式	135 (尼日利亚 Kainji)	50 (红石)			8.54 (尼日利亚 Kainji)	6 (红石)
冲击式	420 (瑞士 Bieudron)	140 (金窝)	1883 (瑞士 Bieudron)	1026.4 (天湖)	5.5 (奥地利基利茨)	2.95 (大发)
灯泡贯流式	63.8 (日本只见)	57 (桥巩)	31.5 (美国 Lawrence)	27.3 (洪江)	7.7 (美国 Racine 和法国 Rance)	7.5 (长洲)
轴伸贯流式	26.7 (美国 Truman)	3.5 (上罗)	38	22	8.6 (美国 Ozark)	2.85 (上坝)
竖井贯流式	21.8 (俄罗斯 kama)	13 (小龙门)	21 (俄罗斯 kama)		8.2 (美国 S. A. Murray)	6.5 (小龙门)
全贯流式	17.8 (加拿大 Annapolic Royal)	0.7 (江夏)	17.9 (比利时 Lixhe)	5.5	7.6 (加拿大 Annapolic Royal)	1.5 (江夏)
可逆式机组	480 (美国 Bath County)	150 (白山)	728 (日本葛野川)	416 (回龙)	8.37 (美国 Ludington)	4.63 (响洪甸)

从表 1.6-4 可以看出, 中国混流式、轴流转桨式机组已达到国际先进水平, 但最高水头尚有一定差距; 灯泡贯流式及竖井贯流式机组已接近世界先进水平; 冲击式机组经过近几年的努力, 已缩小了与世界先进水平之间的差距; 轴伸贯流式机组和抽水蓄能机组与国际先进水平之间存在较大的差距, 目前正通过引进技术、自主创新迅速提升水平, 尽快缩小与达到世界先进水平。

2.1.2.3 生产能力

经过 2003~2005 年的大发展、大拼搏, 中国水电设备行业出现了新格局。东电、哈电继续壮大, 四大合资企业及一批中小型水电设备企业在拼搏中成长, 形成了巨大的水电设备生产能力。2003 年产量达到 5163.3MW, 比 2002 年年产量 2979MW 增加近 70%; 2004 年又比 2003 年增加 65%; 2005 年全国水电设备产量突破 10 000MW, 创造了世界水电设备制造史上的奇迹。中国已成为世界上最大的水电设备制造中心。

1950~2005 年, 中国水电设备行业共生产水电设备 86 440MW, 装备了中国数以万计的大大小小的电站, 并为数十个国家的数百家水电站提供了水电设备。中国历年水电设

备产量见表 1.6-4, 中国从 1950~2005 年制成和在制的典型水电机组的主要参数见表 1.6-5。

表 1.6-4 中国历年水电机组产量表

年份	机组产量 (MW)	年份	机组产量 (MW)	年份	机组产量 (MW)	年份	机组产量 (MW)
1950	5	1964	325	1978	1445.6	1992	2580
1951	3.8	1965	279	1979	1717	1993	2870
1952	5.4	1966	381	1980	1238.3	1994	3280
1953	21	1967	51	1981	652.2	1995	3200
1954	24	1968	301.9	1982	580	1996	3570
1955	31.6	1969	698.3	1983	670	1997	3260
1956	97	1970	900	1984	867.9	1998	4287
1957	72	1971	1514	1985	1364.9	1999	3601
1958	346.2	1972	1775.2	1986	1372	2000	3262
1959	588	1973	1575	1987	973	2001	2464.5
1960	705.6	1974	1316.1	1988	1397	2002	2979
1961	158	1975	1136	1989	1231	2003	5163
1962	89	1976	573.9	1990	1330	2004	8840
1963	278	1977	625.6	1991	1910	2005	10 220

表 1.6-5 中国制成和在制的典型水电机组的主要参数

机型	电站名称	单机容量 (MW)	水 轮 机						发 电 机							首部 出厂 年份			
			型 号	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 流量 (m³/s)	额定 转速 (r/min)	飞逸 转速 (r/min)	比转速	型 号	型式	额定 电压 (kV)	功率 因数	转动 惯量 (t·m²)	推力 负荷 (t)		总重 (t)	冷却 方式	励磁 方式
混 流 式	三峡右岸	700	HLA858a-LJ-1044	85	10.44	960	75	150		SFS700-80/19760		20	0.9	450 000	5200		空冷	晶闸管	2006
			HLD899-LJ-988	80.6	9.88		75	146	153	SFS700-80/19800	半伞	20	0.9	450 000	4050		水空冷		2006
	小湾	700	HL153-LJ-660	216	6.6	360.3	150	286	153	SF700-40/12770		18	0.9	110 000	2700		空冷	晶闸管	2009
			HLS152-LJ-790	140	7.9	554.5	107.1			SF700-56/16090	半伞	18	0.9	220 000	3600		空冷	晶闸管	2007
	拉西瓦	700	HL (155)-LJ-690	205	6.9	378	142.9	255	155	SF700-42/13770		18	0.925	131 000	2650		空冷	晶闸管	2008
			HLL241-LJ-1024	80.6	10.24	1006	75	150		SF700-80/19720		20	0.9	450 000	5600		水空冷	晶闸管	2003
	三峡左岸	700	F599-13-M00	80.6	10.6	998.5	75	150		SF700-80/19310		20	0.9	450 000	3900				2003
			HLA865.5-LJ-700	175.5	7.0	381.8	125	240		SF600-48/13850		18	0.9	131 500	3000		空冷		2008
	构皮滩	600	HLD316A-LJ-780	111	7.8	602	93.8	169		SF600-64/16200		18	0.9	220 000	3000		空冷		2008
	金安桥	600	HLF497-LJ-625.7	165	6.257	371	142.9	280	180	SF550-42/12780	半伞	18	0.9	950 000	2158		空冷		1998
	二滩	550	HLD418-LJ-696.4	148	6.964	419.1	125	260		SF550-48/13900		18	0.9	135 000	2750		空冷		2009
	瀑布沟	550																	
	李家峡	400	HLD203-LJ-603	122	6.03	362.4	12.5	233	197	SF400-48/12800	半伞	18	0.9		2580		空冷 蒸发		1995
	彭水	350	HLF169A0-LJ-768	67.0	7.68	589.1	85.7	167		SF350-70/15880	半伞	18	0.9						2006
	龙羊峡	320	HLD06A-LJ-600	120	6.0	3.09	125	256	180	SF330-48/12800	半伞	15.75	0.9	85 000	2270	1670	空冷	晶闸管	1984
	岩滩	302.5	HLA296-LJ-800	59.4	8.0	580	75	145	252	SF302.5-80/17000	半伞	15.75	0.875	180 000	2750	2146	空冷	自并励	1990
	白山	300	HL00-LJ-550	105.3	5.5	307	125	260	189.8	SF300-48/12300	悬式	18	0.875	70 000	1800	1481	风冷	晶闸管	1983
	公伯峡	300	HLA801-LJ-580	99.3	5.8	338.7	125	230		SF300.6-48/13200		18	0.9	75 200	1570				2003
	小浪底	300	HLF162.5-LJ-635.6	112	6.356	296	107.1	244	162.7	SF300-56/13600	半伞	18	0.9	99 000	3378		空冷		1999
	隔河岩	300	HLA3664-LJ-573.4	103	5.734	325	136.4	270	231.5	SF300-44/12440	半伞	18	0.9	65 000	1650		空冷		1993
天生桥一级	300	HLA630-LJ-577.5	119.9	5.775	301.2	136.4	260	210.8	SF300-44/12440	半伞	18	0.875	62 000	2060		空冷		1998	
刘家峡	260	HL560-LJ-574	100	5.74	289	125	250		SF260-48/12 640		15.75	0.9	54 000					1999	
	260	PO115-B-580	100	5.8	288	125	250		SF260-48/12 640		15.75	0.9	54 000						
	255	HL430a-LJ-550	100	5.5	290.4	125	250		SF255-48/12641		15.75	0.9	54 000						
		HL226-LJ-588	100	5.88	361.2	125	250		ATI-48Poles-365MVA		15.75	0.9	60 932						
三板溪	250	HLA855a-LJ-505	128	5.05	225.9	166.7	315		SF250-36/10200		15.75	0.9	29 500	1470		空冷	晶闸管	2006	
漫湾	250	HL231-LJ-550	89	5.5	316	125	250		SF250-48/12200	半伞	15.75	0.875	54 000	1750		空冷		1993	
五强溪	240	HLA551-LJ-830	44.5	8.3	625	68.18	140	295.4	SF240-88/17290	半伞	15.75	0.9	180 000	1649		空冷		1994	
大朝山	225	HLD267-LJ-610.5	72.5	6.105	345.9	115.4	226	261.4	SF225-52/12800	半伞	15.75	0.9	60 000	1724		空冷		2001	
天生桥二级	220.5	HLA286-LJ-450	176	4.5	139.8	200	363	150	SF220.5-30/9050	半伞	18	0.9	21 000	1240	1160	空冷	晶闸管		
乌江渡	210	HL160-LJ-520	120	5.2	203	150		175	SF210-40/10350	半伞	15.75	0.875	30 000	1400	1075	空冷	励磁机	1974	
安康	200	HL220-LJ-550	76.2	5.5	304	107.1	227		SF200-56/12800	伞式	13.8	0.875	62 000	1600		空冷		1990	
洪家渡	200	HLS166-LJ-424	135	4.24	165.5	200	385		SF200-30/9500		15.75	0.875	20 000	1050		空冷	晶闸管		
万家寨	180/	HLFN235-LJ-608.7	68	6.087	290.7	100	210	219.5	SF180-60/12800	半伞	15.75	0.9/0.95	60 000	1766		空冷		1998	
	200	HLS217-LJ-584.8	68	5.848	293.9	100	210	219.5											

续表

机型	电站名称	单机容量 (MW)	水 轮 机						发 电 机						总台 出厂 年份				
			型 号	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 流量 (m³/s)	额定 转速 (r/min)	飞逸 转速 (r/min)	比转速	型 号	型式	额定 电压 (kV)	功率 因数	转动 惯量 (t·m²)		推力 负荷 (t)	总重 (t)	冷却 方式	励磁 方式
混 流 式	宝珠寺	175	HLD89-LJ-500	84.4	5.0	239	136.4	275	225	SF175-44/10350	半伞	13.8	0.875	30 000	1383		空冷		1996
	鲁布革	150	HLA351-LJ	312	3.46	53.5	333		99	SF150-18/6250	悬式	15.75	0.875	40 000	450		空冷	晶闸管	1989
	丹江口	150	HL220-LJ-550	63.5	5.5	277	100	218	219	SF150-60/12800	半伞	15.75	0.85	52 000	1500	1150	空冷	励磁机	1970
	丰满三期	140	HLA551-LJ-570	53	5.7	296.7	107.1	25	283.2	SF140-56/11950	半伞	13.8	0.9	37 000	1470		空冷	晶闸管	1997
	莲花	137.5	HLA551-LJ-610	47	6.1	331	93.75	186	285	SF137.5-64/12640	半伞	13.8	0.875	48 000	1600		空冷	晶闸管	1996
	百色	135	HLS196-LJ-428	88	4.28	171.4	166.7	342	229	SF135-36/9200	半伞	13.8	0.85	16 000	940		空冷	晶闸管	2005
	菲尔泽 (阿尔巴尼亚)	125	HL638-LJ-410	118	4.1	123.5	166.7	355	155	SF125-36/8900	半伞	13.8	0.85	17500	1000	816	空冷	励磁机	1975
	东江	125	HL160-LJ-410	130.6	4.1		166.7			SF125-36/8900	伞式	13.8							
	柘林	120	HLA551C-LJ-691	35.5	6.91	378.1	75	145	302.9	SF120-80/14800	半伞	15.75	0.875	80 000	1640		空冷		2001
	龚嘴	110	HL220-LJ-550	48	5.5	241	88.2	180	220	TS110-68/12800	伞式	15.7	0.85	42 500	1400				1971
		110	HLD340-LJ-590	44	5.9	265.9	88.2	180	220										
	云峰	100	HL662A-LJ-410	89	4.1	135	150	345	177	SF100-40/854		13.8	0.9	17 500	1000	920	空冷	励磁机	1964
	察汉乌苏	100	HLA851-LJ-310	135	3.1	85.3	222.7	505											
	江垵	100	HLD257-LJ-390	80	3.9	141.7	187.5	380	250.3	SF100-32/8250	半伞	13.8	0.875	10 000	850		空冷		1999
	新安江	75	HL180-LJ-410	73	4.1	123	150	290	198	SF75-40/8540	悬式	13.8	0.85	11 400	660	640	水冷	离子励磁	1963
	伐乌代耶 (阿尔巴尼亚)	50	HL263-LJ-390	52	3.9	113	136	250	223	SF50-44/9200	半伞	10.5	0.85	10 600	550	478	空冷	励磁机	1969
	渔子溪	40	HL100-LJ-210	270	1.9	18.5	500	840	113	SF35-12/3840	悬式	13.8	0.85	370	220	205	空冷	励磁机	1970
	西洱河一级	35	HL100-LJ-190	220	1.9	18.5	500	840	113	SF35-12/3840	悬式	10.5	0.875	300	195	172	空冷	励磁机	1975
密云	15	HL211-LJ-225	41.2	2.25	38.5	214.3	410	258	SF15-28/5500	悬式	10.5	0.8	1030	145	165	空冷	励磁机	1959	
绿水河	15	HL006-LJ-235	305	1.4	6.02	750	1300	73.5	SF15-8/2600	悬式	6.3	0.8	55	81	75.4	空冷	励磁机	1960	
百花	12	HL240-LJ-235	37.6	2.25	38.4	187.5	430	224	SF12-32/5500	悬式	10.5	0.8	1160		200	空冷	励磁机	1966	
官厅	10	HL263-LJ-235	35.4	2.35	35.8	187.5	350	223	SF10-32/4250	悬式	10.5	0.8	650	130	151	空冷	励磁机	1955	
大寨	10	HLD10-LJ-96	178	0.96	6.65	1000	1740	157	SFZ10-6/2410	悬式	6.3	0.85	20	85	64	蒸发	晶闸管	1980	
下明	0.8	HL230-LJ-64.6	42.9	0.646		750			SF08-8/1680	悬式	6.9	0.8						1951	
水口	200	ZZA315-LJ-850	47	8	478	107	278	393	SF200-56/11950	半伞	13.8	0.95	60 000	4100	1300	空冷		1992	
轴 流 式	葛洲坝	170	ZZ560-LH-1130	18.6	11.3	1130	54.6	125	592	SF170-110/17600	半伞	13.8	0.875	170 000	3800	1600	空冷	晶闸管	1981
		125	ZZ500-LH-1020	18.6	10.2	825	62.5	150	581	SF125-96/15600	半伞	13.8	0.875	90 000	3300	1320	空冷	晶闸管	1982
	铜街子	150	ZZ440-LH-850	31	8.5	575	88.2	182	473	SF150-68/12800	半伞	13.8	0.85	60 000	3000	1240	空冷		1991
	万安	113	ZZD345E-LH-850	22	8.5	579.5	76.9	185	518	SF113-78/13200		15.75	0.875	3000	3120				1990
	迪斯林 (叙利亚)	105	ZZ440A-LH-750	26	7.5	456	90.9	230		SF105-66/12800	伞式	13.8	0.85	42 000	2000		空冷	晶闸管	1995
	大化	100	ZZ440-LJ-850	22	8.5	556	76.9	170	518	SF100-78/12800	半伞	15.75	0.875	50 000	3000	1045	空冷	晶闸管	1980
	大峡	75	ZZ(F24)-LJ-700	31.4	7	369.6	88.2	295	487	SF75-68/11350	半伞	13.8	0.85	23 000		820	空冷	晶闸管	1996
富春江	60	ZZ560-LH-800	14.3	8	500	62.5	150	561	SF60-96/13500	伞式	13.8	0.85	47 000	1150	970	空冷	晶闸管	1972	

续表

机型	电站名称	单机容量 (MW)	水 轮 机					发 电 机							首部 出厂 年份			
			型 号	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 流量 (m³/s)	额定 转速 (r/min)	飞逸 转速 (r/min)	比转速	型 号	型 式	额定 电压 (kV)	功率 因数	转动 惯量 (t·m²)		推力 负荷 (t)	总重 (t)	冷却 方式
轴 流 式	西津	60	ZZ548-LH-800	14.3	8	500	62.5		561									
	三门峡	50	ZZA79-LJ-600	30	6		100	250		SF50-60/9900		10.5	0.8	16 000	1770		空冷	晶闸管
	青溪	36	ZZ500-LH-500	20.5	5	209.4	125	247		SF36-48/8540		13.8	0.85	6800	694			晶闸管
	青铜峡	36	ZZ560-LH-550	18	5.5	250	107	235	557	SF36-56/9000	伞式	10.5	0.85	9400	720	389	空冷	励磁机
	大伙房	16	ZZ440-LH-330	25.2	3.3	76.5	214.3	415	489	SF16-28/5500	悬式	6.3	0.75	1100	406	210	空冷	励磁机
	金窝	140	CJ610-L-255/6×23.1	595	2.63	27	375	675		SF140-16/5800	立式	15.75	0.9	3300	306		空冷	
冲 击 式	仁宗海	120	CJ610-L-263/6×24	560	2.55	24.57	375	685		SF120-16/5800	立式	13.8	0.9	2900	275		空冷	
	吉牛	120	CJ520 (1085X) -L- 289/6×25.8	457	2.89	30.14	300	560	49.8	SF120-20/6500	立式	13.8	0.9	4300	330	515	空冷	晶闸管
	大发	120	CJ520-L-295/6×25.6	482	2.95	28.52	300	535	46.6	SF120-20/6500	立式	13.8	0.9	4300	330		空冷	晶闸管
	高桥	30	CJSD01-L-159.5/4×14.2	555	1.595	6.3	600	1066		SF30-10/3250	立式	10.5	0.85				空冷	晶闸管
	羊湖	22.5	CJ734-L-156.5/3×11	843 (max)	1.56		750			SF22.5-8/3050								2004
	卢宋河	21	CJA237-L-150/4×16.59	357.5	1.5	7	500	876		SF21-12/3300	立式	10.5	0.85		69		空冷	晶闸管
	丰坪溪 (台湾)	20	CJA475-L-193/4	360	1.93	6.8	400	735										1996 在制
	天湖	15	CJ20-L-170/2×9.2	1022.4 (max)	1.7	1.791	750	1400		SF15-8/2600	立式	10.5	0.8				空冷	
	百丈际	12.5	CJY-W-146/2×16	345	1.46	4.54	500	900	19.2	SFW12.5-12/2860	卧式	6.3	0.8	85	86	80	空冷	励磁机
	斜流式	毛家村	8	XL003-LJ-160	58.0	1.6	16.5	428.6	820	244	SF8-14/2600	悬式	6.3	0.85	60	66	66	空冷
灯 泡 贯 流 式	桥巩	57	GZ (758) -WP-740	13.8	7.4	467	83.3	265	735	SFWG57-72/9000	卧式	10.5	0.92	79 800	1040			晶闸管
	炳灵	48	GZHK-1RT-WP-620	16.1	6.2	335	107.1	330		SFG48-56/5700	卧式	13.8	0.9				空冷	晶闸管
	洪江	45	GZA818-WP-560	20.0	5.46	252.24	136.4	370			卧式	10.5	0.95	500	696		空冷	
	长洲	42	GZ932-WP-750	9.5	7.5	497.5	7.5	180		SFWG42-80/8456	卧式	13.8	0.92	6000	696		空冷	
	康场	40.75	GZA818-WP-546	18.7	5.46	240.8	125	340	654	SFG40.75-48/5835	卧式	10.5	0.95	2130		264	空冷	晶闸管
	金银台	40	GZ820-WP-630	13.0	6.3	341.4	100	290		SFWG40-60/7050	卧式	10.5	0.92		486.5		空冷	
	尼那	40	GZ4BN-WP-600	14.0	6.0	316.7	107.1			SFWG40-56/6650	卧式	10.5	0.92		486.5		空冷	
	竹拉兰 (印度)	39	GZ536-WP-620	18.0	6.2	234.68	100	290	536.7	SFG39-60/6700	卧式	11	0.9				空冷	晶闸管
	红花	38	GZ840-WP-590	13.2	5.9	320	107	315		SFWG38-56/6500	卧式	10.5	0.85	3000	460		空冷	
	百龙潭	33	GZ (F) -WP-640	9.7	6.4	377.5	93.8	310	995		卧式	10.5	0.95	3500			空冷	
	红岩子	30	GZD278-WP-640	9.5	6.4	355	83.3	260		SFGW30-72/ SF300-56/13600	卧式	10.5	0.9	4100	353		空冷	晶闸管
	贵港	30	UK34	8.5	6.9		78.9				卧式	10.5					空冷	
	凌津滩	30	GZA684-WP-690	8.5	6.9		78.9	235		SFG30-76/6940	卧式	10.5	0.95				空冷	
	株洲航电	28.87	GZA878-WP-750	6.7	7.5	487.88	65.2	200		SFG28-92/8100							空冷	
																	1998	
																	1999	
																	1998	
																	2005	

2.2 当代世界水电设备工业的特点

(1) 水电设备市场低迷, 竞争激烈。20 世纪 80 年代以后, 由于美国、日本及欧洲各国的经济可开发水力资源大部分已开发完毕, 致使西方发达国家的水电建设规模锐减。而前苏联地区由于经济萎靡, 许多在建水电项目停工缓建, 新建水电项目更少。1970~1990 年间, 美国和前苏联每年新增水电装机容量(含抽水蓄能机组) 分别在 1800MW 左右, 而美国 20 世纪 90 年代为每年新增水电装机 790MW 左右, 俄罗斯在近 15 年中, 每年平均新增水电装机容量则不足 500MW。

与此同时, 中国、巴西、印度、阿根廷、土耳其等发展中国家, 水电建设步入高速发展期。1990~2000 年间, 中国每年新增水电装机容量约 4000MW, 巴西约 1800MW, 而 2001~2005 年间, 中国每年新增水电装机容量约 7300MW, 2004 年和 2005 年则超过 10 000MW, 创造了世界上前所未有的纪录。

1991 年至今, 全世界每年新增水电装机容量在 23 000~25 000MW 之间, 大致相当于 1970~1990 年间全世界每年新增水电装机容量的水平。但水电设备市场主流已从发达国家转向发展中国家, 从欧、美、日本市场转向亚洲(除日本以外) 和南美洲。其中中国水电设备市场在近几年内则占到全世界水电设备市场的 30%~40%。

由于全世界每年新增水电设备装机容量长期徘徊不前, 致使全球水电设备市场低迷, 造成全球大量水电设备制造能力放空。根据 20 世纪 90 年代初的统计, 12 个国家(不包括中国) 20 多家厂商的水电设备生产能力即达到 31 000MW/a。而中国水电设备生产能力 2000 年达到 5000MW, 2005 年则超过 10 000MW。庞大的水电设备生产能力与有限的市场容量之间的巨大反差, 造成许多水电设备厂严重开工不足, 引来水电设备制造厂之间的残酷竞争, 造成一些制造厂被淘汰出局, 退出水电设备制造领域或破产关门。例如, 20 世纪 50~80 年代曾辉煌一时的日本四大公司(日立、三菱、东芝、富士) 和前苏联水电设备厂在水电设备领域已一蹶不振。曾经在水电设备领域有所建树的加拿大玛林工业公司(Marine Industry Co.)、美国纽波—纽斯造船公司(Newport News Ship-building and Dry Dock Co.)、以及 GE 公司和西屋公司在美国本土的制造厂, 都先后退出了水电设备市场。

(2) 经济规模化导致跨国并购加剧。20 世纪 80 年代后, 全球化的大规模生产成为各主要水电设备企业的发展主流。欧美主要水电设备企业的联合重组、并购风潮一浪高过一浪, 逐渐形成了四大水电设备制造集团——阿尔斯通公司、德国伏依特—西门子水电公司、美国通用电气水电(GE Hydro) 和奥地利安德里兹公司维奥技术水电。这四大水电设备集团的年水电设备订货量约占全世界的 50%~60%。

(3) 企业从市场全球化到生产全球化。水电设备行业是一个技术集成度高、使用面广而分散的行业, 因此, 全球化一直是国外主要水电设备制造企业所遵循的基本原则和追求的目标。但是, 以往各大水电设备企业主要追求的是市场全球化, 即以企业所在国家为生产基地, 将水电设备销往世界各地。20 世纪 80 年代后, 为了追求最大的经济利益, 欧美主要水电设备企业加大了在海外投资建立生产基地的力度, 特别是在水力资源丰富的国家(如中国、巴西、印度、阿根廷等) 建立生产基地, 就地占领市场, 就地生产、供应和服

务, 也就是说已从市场全球化扩大到生产全球化。

(4) 企业生产管理模式的全球化。为了尽可能降低成本、满足产品质量和交货期的要求, 各主要水电设备制造企业的生产管理模式正在发生重大变革。全球采购、国际分包、专业化制造等生产管理模式已普遍用于各大水电设备制造企业。因此, 目前在一些大型水电设备中, 我们可以发现来自不同国家的材料、零件甚至大型部套。

(5) 越来越重视环境清洁和自主知识产权问题。从 20 世纪 90 年代末期开始, 西方各主要水电设备企业越来越重视环境清洁和自主知识产权问题。一方面根据市场需要, 开发环境友好的水电设备部件和产品, 另一方面提高产品的技术含量, 重视自主创新, 以突出的独占技术即自主知识产权技术, 赢得市场, 排挤竞争对手, 获取最大经济效益。近年来, 国外著名公司加大了在发展中国家专利申请力度, 就是一个值得注意的动向。

(6) 水电设备企业间出现合作共赢局面。以前各大水电设备企业间的竞争多强调对抗性竞争, 企业都希望通过竞争削弱对手、打败对手, 从而壮大自己。20 世纪 90 年代后, 各主要水电设备企业逐渐认识到采用单纯市场竞争手段并非万全之策。采用价格手段打败对手得不偿失, 损人不利己; 采用投资建厂扩大生产能力又投入太大, 风险太高。因此近年来各主要水电设备企业间出现了某些协作局面, 力求共赢发展。其主要合作方式有: ①构建国际战略联盟, 如在中国三峡左岸电站 700MW 水电机组投标中, 由 Voith、GE Hydro、Siemens 组建的 VGS 集团, 由 ABB、Alstom、Kvaerner 组建的 AAK 集团; ②联合投标、分工制造, 即: 合作各方根据各自长处和有利的价格, 进行组合, 联合投标, 然后根据各方经验、特长、加工能力、生产进度等, 分工制造; ③联合设计、分包制造, 即: 一方作为技术、商务总承包, 他方参与设计、分包制造; ④一方以卖方信贷方的优越条件取得项目合同后, 向工程所在国的企业转包或委托加工; ⑤项目所在国的水电设备企业取得工程合同后, 根据用户要求及企业实际情况, 将某些关键业务(如转轮设计制造、调速器、励磁装置等) 向国外订货或转包国外厂商; ⑥联合设计、联合研究、联合制造, 并与技术转让、引进消化有机地结合起来。

(7) 产品技术经济性能不断改善。近年来, 水电设备的最大单机容量并无多大突破, 但产品技术水平都在稳步提高。目前, 各型水电设备的最大单机容量仍然是混流式机组 700MW, 轴流式机组 200MW、冲击式机组 420MW、灯泡贯流式机组 63.8MW 和抽水蓄能机组 480MW。但是, 近年来由于信息技术、电子电力、新材料的引入及新结构、新技术的推广, 使水电设备的技术经济性能稳步提高, 机组运行稳定性和机组可用率均有所改进。例如, 采用 CFD 三维黏性流场分析、流固耦合分析和多相流分析等技术进行转轮开发, 使水轮机模型转轮最高效率在最近十多年中提高了 0.8~1.0 个百分点, 水轮机压力脉动性能和空化性能也有所改善; 超高压水轮发电机的诞生带来发电机线圈和绝缘技术的变革; 蒸发冷却技术的发展为超大型水轮发电机冷却展现了光明的前景; 交流励磁技术的推广为变速发电机和发电电动机开辟了另一条道路。

2.3 国外主要水电设备制造商

2.3.1 当代欧美四大水电设备集团

近 20 多年来, 欧美水电设备行业重组并购加速, 加之部分水电设备企业破产、转产淘汰, 致使欧美水电设备工业

逐渐集中,到2006年初,形成法国阿尔斯通公司、德国伏依特—西门子水力发电有限公司、美国通用电气公司水电部和奥地利安德列兹公司维奥技术水电等四大水电设备集团。

2.3.1.1 法国阿尔斯通公司 (Alstom)

阿尔斯通公司是世界上著名的水电设备供应商,其水电设备生产能力和产量约占国外的1/4。截至2005年,共生产水轮发电机约2.4亿kVA,水轮机约1.2亿kW。

阿尔斯通公司的前身是1850年创建于法国阿尔萨斯(Alsacie)的阿尔萨斯机械公司(SACM)。1928年与法国汤姆逊—休斯顿(Thomson-Houston)公司合并后,公司名称演变为阿尔斯通(Alsthom)。1967年,法国著名水轮机制造公司奈尔匹克(Neyrpic)公司加入。1972年,阿尔斯通公司成为法国通用电气公司(CGE)的子公司。1976年,阿尔斯通公司与法国大西洋造船公司合作,组建阿尔斯通—大西洋公司(Alsthom-Atlantique公司,简称A—A公司),生产发电设备;同年收购法国电气机械公司(CEM)生产发电设备的主导厂——布尔日厂。1985年,阿尔斯通公司收购大西洋造船公司在A—A公司中的股份,并将A—A公司更名为阿尔斯通公司。1988年12月,与GEC公司动力系统组建英国通用电气—阿尔斯通动力公司(GEC Alsthom Power)。1998年6月,改Alsthom为Alstom,成立新的阿尔斯通(Alstom)公司,同年收购GEC公司在GEC-Alsthom Power中的大部分股份,并更名为阿尔斯通动力(Alstom Power)。1999年3月23日,与ABB公司的发电设备业务合并,成立ABB-Alstom动力公司(ABB-Alstom Power Co., Ltd)。2000年5月,Alstom公司完成了ABB-Alstom动力公司中原属ABB公司的发电设备业务(核电除外)的收购,并将公司改为阿尔斯通动力公司(Alstom Power Co.)。至此,阿尔斯通公司已将原GEC、ABB等著名公司的发电设备制造业务纳入麾下,成为世界三大电气公司之一。

目前,阿尔斯通公司属下的著名公司有奈尔匹克公司、英国通用电气公司、阿西亚—布朗·波维里公司,各公司简介如下。

(1) 法国奈尔匹克公司(Neyrpic)。该公司是20世纪80年代前西方世界的四大水轮机制造商之一。1854年建厂,不久就开始制造水轮机。1923年,设立水力试验室。20世纪30~60年代,逐渐成为世界上著名的水轮机制造企业。1967年并入法国阿尔斯通公司。在并入阿尔斯通公司以前的一百多年中,共为世界1400多座电站生产了约4200万马力的水轮机,其中,1930年为法国Bissorte电站制造的25.5MW冲击式水轮机和1950年为法国Pragneres电站制造的80.5MW冲击式水轮机,水头分别为1130m、1224m,均为当时世界最高。

(2) 英国通用电气公司(The General Electric Co., Ltd简称GEC)。成立于1886年,1967年和1968年先后兼并英国联合电气公司(AEI)和英国电气工业公司(EEC)。GEC公司的水电设备以斜流式机组见长,1957年为加拿大Adem Beck(Niagara)制成世界上首台斜流式可逆机组(35.4MW)。

(3) 阿西亚—布朗·波维里公司(Asea Brown Boveri Co., 简称ABB公司)。该公司是1988年1月由瑞士布朗·波维里公司(BBC)和瑞典通用电气公司(ASEA)共同组建的著名电气公司。BBC公司(Brown Boveri & Cie)成立于1891年10月,是世界上著名的电气公司之一;在水轮发电机领域,1966年为瑞士Bavana电站制成双水内冷70MW

卧式水轮发电机,1968年为挪威Tonstad电站研制成功世界上首台全水冷190MVA立式水轮发电机,1984年为伊泰普电站制成世界上容量最大的700MW水轮发电机。ASEA公司是1890年由瑞典斯德哥尔摩电气公司和温斯特拉姆—格兰斯特电气公司合并而成的,1891年起开始生产交流发电机,1959年为瑞典Stornorfors电站制成当时世界上最大的150MVA水轮发电机,1967年为瑞典Seitevare电站制成225MVA全冷水轮发电机,1979年为瑞典Harspranget电站制成500MVA水轮发电机;此外,在高压变压器研制方面实力很强,多次创造世界记录。

2.3.1.2 伏依特—西门子水力发电有限公司 (Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH & Co. KG)

伏依特—西门子水电公司是2000年由德国伏依特公司(Voith AG)和德国西门子公司(Siemens AG)组建的水电设备研制、服务的全球化公司。截止到2005年,伏依特公司、西门子公司和伏依特—西门子水电公司共生产40000多台水轮机和发电机,总容量超过3亿kW,约占全世界的1/3。

(1) 伏依特公司(Voith AG)。该公司是欧洲最大的家族企业之一,也是全球著名的造纸机械、液力传动设备、水力机械和工业服务的供应商。1852年建厂,1862年开始研制水轮、水泵,1873年制成首台混流式水轮机,1879年研制成功第一台水轮机调速器,到1900年,共制造1000台水轮机。1900年公司建立第1座水轮机试验中心,1908年研制世界上首台抽水蓄能机组并建成一座水力研究中心。到1927年,公司已制成10000台水轮机。1975年为德国Hornberg电站制成248MW高水头($H=625\text{m}$)混流式水轮机,并为奥地利Rodund II电站制成283MW水泵水轮机;1976年为奥地利Altenwörth电站制成44MW灯泡贯流式机组;1984年起为巴西—巴拉圭的Itaipu电站提供了12台700MW混流式水轮机;1997年,参与组成VGS集团,参加三峡左岸电站机组投标,取得700MW水轮机的供货权。

(2) 西门子公司(Siemens AG)。该公司是世界上著名的电气公司。创办于1847年,起初生产电报机,1867年转向强电领域,研制直流发电机;1903年,与德国舒克特公司共同组建西门子—舒克特有限公司(Siemens-Schuckertwerk GmbH),专门从事强电领域业务。二战期间发展很快,但二战结束后损失很大。20世纪50~60年代,公司迅速恢复发展,又跻身世界最大电气公司之列。1966年9月,改名为西门子公司(Siemens AG)。1969年4月,与德国联合电气工业公司(AEG)在强电领域合作,成立德国电站设备联合制造公司(KWU);1977年1月接收AEG公司在KWU公司中的股份,控制了德国发电设备制造业。在水轮发电机制造方面,西门子公司已有120年的历史(含AEG公司)。1938年为中国丰满电站制成71.3MVA机,1977年为莫桑比克Cabora Bassa电站制成480MVA机,1984年为巴西—巴拉圭Itaipu电站制成700MW机。1997年参与组成VGS集团,参加三峡左岸电站机组投标,取得成功,获得了水轮发电机的供货权。

2.3.1.3 美国通用电气水电 (GE Hydro)

美国通用电气水电是美国通用电气公司(GE)下属的通用电气动力系统(GE Power System)的一个部门,总部设在挪威的奥斯陆,在全球设有21个生产中心、58个服务中心和130个工程服务处。主要研制基地包括:设在加拿大的原多米宁工程公司和发电机工程部,原挪威克瓦纳能源公司(Kvaerner Energy AB)在挪威、瑞典、英国、巴西等地

的工厂及设在中国杭州的通用电气亚洲水电设备公司 (GE Asia Hydro Equipment Co., Ltd)。

(1) 多米宁工程公司 (Dominion Engineering Works)。位于加拿大魁北克的 Lachine 市。1920 年开办, 1930 年, 建立水力试验室。公司的主导产业是水轮机和造纸机械。在水轮机方面, 截止 20 世纪 70 年代初, 共生产水轮机 25 440MW。1984 年, GE 公司将多米宁工程公司一分为二, 造纸机械业务出售给芬兰 Valmet 公司, 而水力机械业务划归 GE Hydro。

(2) GE Hydro 发电机工程部 (GE Hydro Generator Engineering)。位于加拿大渥太华州的彼得堡 (Peterborough)。1892 年, 加拿大通用电气公司 (CGE) 成立, 并在彼得堡设厂制造发电机、电动机、变压器和电线电缆等。1898 年制成首台水轮发电机。1923 年, CGE 公司被美国 GE 公司收购, 1989 年, GE 加拿大公司成为 GE 公司的全资子公司后, 彼得堡电机厂划归 GE Hydro, 成为 GE Hydro 发电机工程部。彼得堡厂设计制造的典型水轮发电机有: 美国大古力第三 718MVA 机 (1978 年), 中国二滩电站 612MVA 机 (1998 年), 以及中国三峡左岸电站 778MVA 机 (2003 年)。

(3) 克瓦纳公司。创建于 1853 年, 最初产品包括造船、港口机械、造纸机械和水力发电设备。1922 年, 造纸机械划归 Myrens 厂, 而 Kvaerner Brug 公司则集中于水电设备。1960 年成立克瓦纳集团 (Kvaerner Group)。1981 年收购瑞典 Nohab 公司的水轮机业务, 1986 年收购瑞典 Nordstjeran 集团和 Boving-KMW 的水轮机业务。1987 年, 将瑞典 Nohab 和 KMW 公司的水轮机业务合并, 成立 Nohab-KMW 水轮机公司 (Nohab-KMW Turbin AB), 不久又更名为克瓦纳水轮机公司 (Kvaerner Turbin AB)。其后, 又收买了美国 Axer Johnson 公司的水轮机部门, 在美国成立 Kvaerner Hydro Power Inc; 收购在澳大利亚的水轮机业务, 建立澳大利亚分公司——Kvaerner Boving Pty. Ltd。到 1990 年前后, 克瓦纳公司席卷欧洲、美国和澳洲, 迅速完成了收购活动, 后来居上, 一跃而成为世界上著名的水轮机制造企业。克瓦纳的并购神话主要得益于公司创新的水轮机技术和优良的产品质量。克瓦纳公司发明的 X 形转轮叶片和带副叶片的转轮是水轮机转轮设计的两大技术突破, 在相当一段时间内克瓦纳公司转轮设计处于领先地位。1993 年, 克瓦纳公司的水轮机订货量超过全球水轮机总订货量的一半, 雄居世界第一。1996 年, 公司水轮机订货量占全球的 20%, 仅次于伏依特公司 (占 27%) 而居世界第二位。但是, 由于全世界水电市场低迷, 出于竞争的需要, 克瓦纳集团与美国 GE 公司几经谈判, 1999 年 11 月, 其能源部 (Kvaerner Energy) 旗下的水轮机业务被 GE 公司收购。GE Hydro 的总部也迁往挪威奥斯陆。2002 年底, GE 动力系统 (GE Power System) 又收购了克瓦纳在中国的合资企业——杭州克瓦纳发电设备公司, 并成立通用电气亚洲水电设备公司 (GE Asia Power Equipment Co., Ltd), 隶属于 GE 水电 (GE Hydro)。

2.3.1.4 奥地利安德里兹公司维奥技术水电

安德里兹股份公司是奥地利一家大型工业集团, 1895 年创办, 1949 年, 与瑞士著名的水力机械厂 Escher-Wyss 公司建立长期合作关系, 当年即生产出第 1 台水轮机, 从而步入水力机械行业。20 世纪 60~70 年代, 公司发展较快, 但水轮机、水泵并非其主导产品, 更无多大建树。2006 年初, 情况发生了很大变化: 2005 年 2 月, 西门子奥地利公

司以 10 亿欧元收购奥地利维奥技术股份公司 (VA Tech AG)。但欧盟反垄断监督机构不同意, 迫使西门子公司出售 VA Tech AG 旗下的维奥技术水电公司 (VA Tech Hydro GmbH & Co.)。无奈之下, 西门子奥地利公司与安德里兹公司经过艰苦的谈判, 于 2006 年 4 月 12 日达成协议, 签订合同, 以 1.8 亿欧元将维奥技术水电公司出售给安德里兹公司。这使安德里兹公司在世界水电设备市场一夜成名, 成为世界上重要的水电设备供应商。

维奥技术水电公司是 2000 年由苏尔寿水电 (Sulzer Hydro)、VA Tech 奥钢联威斯特 (VA Tech Voest MCA) 和 VA Tech 伊林 (VA Tech Elin) 合并组建而成的, 主要有关情况如下:

(1) 公司的成员厂包括一大批欧美水电设备企业, 已有 160 余年生产水轮机的历史, 发电机生产历史也有 100 多年。截止到 2005 年, 各成员厂共生产水轮机 25 000 多台, 总容量约 225 000MW; 生产水轮发电机的总容量超过 40 000MVA。此外, 还生产了 3000 多套水轮机调速器, 其中 1000 多套为数字式调速器; 油压设备的最高工作压力已达到 120MPa。

(2) 苏尔寿水电 (Sulzer Hydro)。主要包括瑞士埃舍尔—维斯 (简称 EW) 公司和苏尔寿公司。瑞士苏尔寿公司创建于 1834 年, 是一家著名的跨国工业集团公司, 产品包括纺织机械、医疗器械、压缩机、工业泵及透平机械, 是世界最大的泵公司之一, 曾为多座抽水蓄能电站制造蓄能泵, 但水轮机的业绩平平。瑞士 EW 公司成立于 1805 年, 1839 年制造第 1 台水轮机, 擅长高水头冲击式及高水头混流式水轮机, 在抽水蓄能机组方面也有很好建树, 是 20 世纪 90 年代以前西方世界四大水轮机制造厂之一 (另三家为美国阿里斯查摩厂、法国奈尔匹克厂和德国伏依特厂)。1969 年, 瑞士苏尔寿公司与 EW 公司合并, 成立 Sulzer-Escher Wyss 公司。1995 年, 公司改组为几家独立单位, 水轮机和船用推进器进入苏尔寿水电部 (Sulzer Hydro division)。1999 年, 苏尔寿水电部被维奥技术股份公司收购, 2000 年纳入维奥技术水电公司。

(3) 维奥技术奥钢联威斯特 (VA Tech Voest MCE), 包括美国 Baldwin-Lima-Hamilton (BLH) 公司和奥地利林茨的 Voest-Alpine (VA) 公司。BLH 公司, 前身为 1831 年创办的机车厂, 1903 年制造首台水轮机, 1957 年注册为 BLH 公司; 1974 年与 Dominion 公司和东芝公司合作, 为美国大古力第三电站制成当时世界上最大的 600MW 水轮机。VA 公司, 从 1950 年开始为 BLH 公司生产水轮机部件; 1971 年收购 BLH 公司水电部, 1989 年与奥钢联 (MCE) 合作, 成立 Voest-Alpine MCE 公司; 2000 年, 成为维奥技术水电公司的一员。

(4) 维奥技术伊林 (VA Tech Elin)。1892 年在奥地利 Weiz 建厂, 1922 年改为伊林公司 (Elin AG); 1993 年, GE Hydro 结为战略联盟; 1994 年, 参与组建维奥技术股份公司 (VA Tech AG), 并改为维奥技术伊林 (VA Tech Elin); 2000 年, 并入维奥技术水电公司。

(5) 维奥技术斯拉克自动化技术 (VA Tech SAT)。其前身是 1973 年成立的 Schrack 自动化技术公司 (SAT); 2001 年, 加入维奥技术股份公司, 成为维奥技术水电公司的一员。

2.3.2 日本水电设备制造企业

当代日本水电设备工业有如下特点:

(1) 产品以出口为主, 产量与国外订货的依存度大。日

本水力资源丰富,但水电开发水平较高,大部分水力资源已经开发。国内水电设备市场不大,主要是抽水蓄能机组和中小型水电机组。所以日本水电设备以出口为主,对国外市场依存度很大。

(2) 水电设备生产能力大,但目前水电设备产量不高。日本水电设备生产能力在20世纪60年代就已达到年产5000~6000MW。1972年,全国水轮发电机产量达到5600MW,水轮机产量达到6400MW。但是从20世纪80年代后产量就迅速减少。

(3) 水电设备制造技术水平较高,管理水平高,产品质量较好。与日本火电设备工业主要通过引进、消化、自主创新达到世界先进水平的道路不同,日本水电设备工业主要依靠本国力量,达到国际先进的技术水平。

日本有四大水电设备制造企业,简介如下。

2.3.2.1 日立公司(株式会社日立制作所, Hitachi Co., Ltd)

日立是日本茨城县的一个小镇。1591年,日立镇发现铜矿。明治维新后成立久原铜业公司。1910年,久原铜业公司附设日立矿山电机修理厂,不久改名为久原铜业公司日立制作所。1920年,独立出来成立株式会社日立制作所。二战前,通过兼并、收购,规模扩大,成为日本一家大型公司。20世纪60年代后成为日本最大电气公司之一,并跻身世界十大电气公司之列。

日立公司是一家机、电综合性企业。水电设备年生产能力曾超过2000MW,在日本居第一位。生产水电设备的工厂主要是日立海岸分厂(简称日立工厂)。

日立公司制造的典型水电设备有:日本喜撰山250MW抽水蓄能机组(1970年),美国Ludington 300MW抽水蓄能机组(1972年),美国Bear Swamp 320MW抽水蓄能机组,加拿大Mica 425MW混流式机组(1976年),委内瑞拉Guri II 630MW混流式机组(1978年),日本只见63.8MW灯泡贯流式机组(1988年,迄今世界最大),中国水口200MW转桨式机组(1993年,与哈尔滨电机厂合作制造),大河内395MW双馈交流励磁变速发电电动机及水泵水轮机(1993年),日本葛野川412MW抽水蓄能机组(1999年)等。

2.3.2.2 三菱集团

三菱集团的前身是1870年成立的“九十九商会”。1873年改为“三菱商会”。1884年设立长崎造船所,以后改为“三菱造船株式会社”。后来“三菱造船株式会社”发展为“三菱重工”。1921年,成立“三菱电机制造公司”,生产发电机和大型电机。1963年改名“三菱电机公司”(Mitsubishi Electric Co.)。

三菱电机公司生产水轮发电机的主要厂家是神户制作所。生产的典型水电设备有:天濑45MW斜流式机组(1963年),奥多多良木300MW抽水蓄能机组(1974年),新高濑川320MW抽水蓄能机组(1976年)及委内瑞拉Guri II 630MW混流式机组(1978年)等。

2.3.2.3 东芝电气公司(株式会社东芝, Toshiba Electric Co. Ltd)

东芝电气公司是日本创立最早的电气公司之一。1875年,“田中制作所”在芝浦成立,1904年改为“田中株式会社芝浦制作所”。1890年,日本三井公司在东京成立“白热舍”,1899年,“白热舍”改组为“东京电气株式会社”。1939年,“东京电气株式会社”和“田中株式会社芝浦制作所”合并,成立“东京芝浦电气株式会社”。1978年更名为

“东芝电气公司”。

东芝公司是日本生产电机、水电设备最早的企业。生产水电设备的是鹤见工厂(现称横滨事务所)。生产的典型机组有:日本第1台二相60kVA水电机组(1894年),水丰90MW混流式机组(1939年),喜撰山250MW抽水蓄能机组(1970年),美国Bear Swamp 300MW抽水蓄能机组,前南斯拉夫Bajina Basta 310MW抽水蓄能机组(1976年),委内瑞拉Guri II 630MW混流式机组(1978年),新市360MW抽水蓄能机组(1988年)和葛野川412MW抽水蓄能机组(1999年)等。

目前,东芝公司已在中国建立合资企业——杭州东芝水电设备制造公司。

2.3.2.4 富士电机公司(Fuji Electric Co. Ltd)

富士公司创立于1923年,成立之初即与德国西门子公司有技术合作协议。1936年2月又与德国伏依特公司签订技术合作协议,引进伏依特公司技术,开始生产水轮机。

富士公司生产水电设备的工厂是川崎工厂,生产的典型水电机组有:利贺川第二70MW混流式机组(1958年,发电机双水内冷),加拿大Peace River 255MW混流式机组(1974年),韩国清平200MW抽水蓄能机组(1978年),加拿大Revelstoke 460MW混流式机组(1983年)等。

2.3.3 俄罗斯水电设备制造企业

前苏联曾经是世界上最发达的水电设备工业国家之一。20世纪50~70年代,前苏联水电设备制造水平一直居于世界前列,不仅产量高,而且机组容量大,曾创造多项世界纪录。但1991年解体后,由于水电建设瘫痪,科研投入不足,致使水电设备工业一落千丈,至今还未恢复元气。

前苏联地区生产水电设备的主要厂家有列宁格勒金属工厂、电力工厂、乌拉尔重型电机厂和哈尔科夫汽轮发电机厂。其中,哈尔科夫汽轮发电机厂位于现在乌克兰,其余三厂均在俄罗斯。

前苏联解体后,俄罗斯企业私有化,列宁格勒金属工厂和电力工厂历经多次改组变迁。2000年,列宁格勒金属工厂、电力工厂、汽轮机叶片厂、卡卢加汽轮机厂和动力机械出口公司,联合组建俄罗斯动力机械股份有限公司。2002年,列宁格勒金属工厂、电力工厂、汽轮机叶片厂和俄罗斯动力机械出口公司又组建动力机械集团。在这个集团中,俄罗斯动力机械出口公司占75%的股份,但三家企业仍为独立法人。2004年12月,列宁格勒金属工厂、电力工厂和汽轮机叶片厂又合并为一个法人,并入动力机械开放型股份公司。动力机械开放型公司是这三家被合并企业的通用法定继承人,三家工厂成为该公司的分公司,只负责产品开发、设计及制造,而产品销售、投资、对外合作等则由动力机械开放型股份公司负责。

列宁格勒金属工厂和电力工厂生产的典型水电设备有:第聂伯62MW混流式机组(1923年,与GE合作),古比雪夫105MW转桨式机组(1953年,当时世界第一),中一朝水丰电站96MW混流式机组,卡马21.8MW竖井贯流式机组(1957年,迄今世界第一),布拉兹克225MW混流式机组(1960年,当时世界第一),克拉斯诺雅尔斯克500MW混流式机组(1967,当时世界第一),铁门178MW转桨式机组(1967年,当时世界第一),萨拉托夫45MW灯泡贯流式机组(1972年),结雅200MW斜流式机组(1972年,迄今世界第一),加拿大Mica 480MW混流式机组(1976年),萨彦·舒申斯克640MW混流式机组(1977年,当时世界第一),扎哥尔斯克200MW抽水蓄能机组(1984年),塔吉克

斯坦罗贡 600MW 混流式机组 (1984 年) 等。

2.3.3.1 列宁格勒金属工厂 (LMZ)

列宁格勒金属工厂是俄罗斯资格最老、规模最大的动力设备制造厂。该厂创办于 1857 年, 1923 年生产出第 1 台水轮机, 1928 年建立了第 1 座水力试验室, 1960~1965 年又建成新的水力试验室, 包括 9 座水力试验台。列宁格勒金属工厂可生产各型水轮机, 产品品种多, 产量高, 20 世纪 60 年代初年生产能力达到 3000MW。

2.3.3.2 电力工厂 (Электросила)

在圣彼得堡的电力工厂是俄罗斯最大的发电机、电动机制造厂。该厂创建于 1898 年; 1914 年与德国“西门子-哈尔斯克公司”签订协议, 引进设计制造技术; 20 世纪 30 年代还从美国 GE 公司引进水轮发电机设计制造技术; 二战结束后, 迅速发展壮大, 研制成功许多高水平的水轮发电机, 水轮发电机的年产量能力曾达到 3000MW。

2.3.3.3 乌拉尔重型电机厂

乌拉尔重型电机厂是二战前苏联建设的大后方厂, 由列宁格勒金属工厂和电力工厂帮助建设。工厂从 1943 年起开始生产水电设备, 其典型产品有: 中国丹江口 150MW 混流式机组 (1960 年), 塔吉克斯坦努列克 300MW 混流式机组 (1971 年) 和罗贡 600MW 混流式机组 (1984 年, 发电机全水冷) 等。

3 水电站机电安装

3.1 现场安装的主要内容

水电站机电设备安装, 在水电站建设中是一项重要工程。这项工程包括水机组安装工程、辅助设备系统安装工程、发电电气设备 (含发电机配电装置和监控与保护装置) 安装工程和变电电气设备安装工程。

水机组安装包括水轮机安装、调速器及油压装置安装、水轮发电机安装、励磁装置及系统安装、主阀及附属设备安装、机组管路安装, 以及机组的试运行工作。其中: 水轮机部分有吸出管里衬安装、基础环 (转轮室) 及座环安装、蜗壳安装、机坑里衬及接力器基础安装、转轮装配、导水机构安装、接力器安装、转动部分安装、水导轴承及主轴密封安装; 发电机部分有机架安装、定子安装、转子安装、制动器安装、推力轴承和导轴承安装、轴线调整。

水力机械辅助设备系统, 包括油处理系统、压缩空气系统、技术供排水系统、水力监测系统和通风系统。辅助设备系统安装包括空气压缩机、水泵、油泵、通风机、箱罐及其他容器、水力监测仪表、自动化元件 (装置) 的安装和各系统的管道连接、调试等。

水电站配电变电设备, 是除发电机外的电气一次设备。其安装主要包括发电机电压配电装置 (母线、断路器、隔离开关、互感器、避雷器)、主变压器、高压配电装置 [气体绝缘金属封闭组合电器 (GIS) 或高压开关站母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器等] 和厂用电等设备的安装。

水电站监控与保护设备, 即电气二次设备, 是保证水电站安全经济运行、操作监视及保护的配套设备, 包括机组、变压器、输电线路、高低压配电装置、闸门及启闭机等设备的监视、控制、保护系统, 以及全厂通信系统等。其安装包括上述系统的元、器件安装前的检查, 屏、柜安装, 电缆敷设和配线, 回路绝缘电阻测定和绝缘耐压试验, 回路通电模拟试验, 继电保护装置的检查试验和整定, 蓄电池安装等。

3.2 主要安装工作简介

3.2.1 立式水机组安装

3.2.1.1 固定部件的安装基准

反击式水轮机的尾水管、转轮室、基础环、座环等部件要埋设在厂房混凝土里, 发电机的机架、定子要固定在机墩建筑物上, 其位置有中心、方位、高程要求。这些部件安装时, 要在厂房相应的水平面上设 X、Y 坐标和高程基准进行控制。

水轮机尾水管、转轮室、基础环、座环埋设时按基准 X、Y 轴线和基准高程找正。调整被安装部件, 使部件上的高程控制点或面处于设计高程, 部件上的 X、Y 标记与基准 X、Y 轴线一致, 偏差在允许范围, 在圆度符合要求的条件下就可定位。

水轮机其他部件和发电机部件的安装, 通常方位仍按基准 X、Y 轴线找正, 而中心及高程却以已埋设的座环 (下止漏环) 或转轮室为基准安装找正。中心找正有钢丝线找正法和实物找正法两种。钢丝线找正法是在待安装找正的部件上方中心处挂一条钢丝线, 下端挂一重锤, 浸没于盛有机油的桶中; 调整钢丝线至座环 (下止漏环) 或转轮室中心; 各待装部件按此钢丝线找正, 使其互相保持同心。实物找正法是先在水轮机转轮和主轴吊入机坑, 按座环或转轮室找正其中心位置, 底环、顶盖、固定止漏环、机架、定子等再按转轮及主轴找正。

3.2.1.2 立式反击式水轮机安装

(1) 尾水管、转轮室安装。大型水轮机的尾水管, 制造厂只供给成形的瓦片, 在工地进行拼装焊接。调整好中心和高程, 用拉紧螺栓固定后浇筑二期混凝土。轴流式水轮机在尾水管上方设有转轮室, 其中心是作为机组安装中心线的基准, 因此在安装时要精确调整其中心、高程, 同时调整其圆度和同心度, 加以固定后浇二期混凝土。

(2) 座环、蜗壳安装和焊接。混流式水轮机座环和蜗壳与轴流式水轮机结构不同, 安装方式也不同。

1) 混流式水轮机的座环安装在尾水管的上方。座环一般是制成分瓣的结构, 在现场用螺栓连接或焊接成整体。座环安装找正后, 固定在支墩上。

水轮机金属蜗壳一般由多节组成, 每节蜗壳围绕着座环进行安装, 先从和 +X 轴线重合的定位节开始, 向上游方向和下游方向, 同时从小头方向进行挂装。每调整好一条环缝即可进行焊接。各节蜗壳全部安装焊完环缝后再焊接蜗壳与座环的连接焊缝。蜗壳焊缝用无损探伤法检验。蜗壳二期混凝土的浇筑应对称均匀上升。上升速度不宜太快, 同时派专人监视座环的水平变形情况, 并按监视情况随时调整混凝土的浇筑顺序。

2) 轴流式水轮机一般采用支柱式固定导水叶的座环和钢筋混凝土结构的蜗壳。安装时首先要浇筑好钢筋混凝土蜗壳边墙和座环支墩, 将支柱式固定导水叶安装在座环支墩的基础板上, 然后吊入座环上缘环, 安放在支柱式固定导水叶上。此时先连接圆周均匀分布的 4~8 个固定导水叶, 用基础板下的楔子调整上缘环安装顶盖的法兰面, 使其水平、高程和 X、Y 方位线均符合要求。法兰面的高程应考虑由于蜗壳混凝土顶板的重量对支柱固定导水叶的压缩量, 以保证活动导水叶端部间隙值符合要求。

(3) 导水机构安装。导水机构由顶盖、底环、活动导水叶及其操作机构组成。一般在主轴和转轮装入之前, 底环、顶盖、活动导水叶等先在座环上进行预装, 以调整顶盖、底

环及止漏环的同心度和导水叶活动的灵活性,并调整研磨导水叶端部间隙和立面间隙,使其关闭时严密、漏水量小。调整好后将顶盖、底环用销钉定位,然后将预装部件全部拆出,待主轴、转轮吊入找正后,按定位销钉进行正式安装。大型混流式或轴流式水轮机的空间较大,安装人员在转轮室内可以进行导水叶立面间隙调整和研磨工作,因此导水机构可不进行预装,待转轮吊入后用实物找正法进行调整定位安装。高水头或小型机组的导水机构在制造厂进行预装。

(4) 转轮的组装和焊接。混流式水轮机整体制造加工的转轮在现场可以直接和主轴连接吊入机坑安装就位。直径较大的转轮一般分为两瓣制造,在现场组装,上冠用螺栓连接,下环焊接成整体。其焊缝要进行局部热处理,以消除内应力,上下止漏环外圆用转动架车削或磨圆修整。

在现场组装焊接的转轮,最后都要做静平衡试验。

轴流转桨式的转轮、轮毂、叶片和操作机构,分件运至现场进行组装。经油压操作试验和对密封做严密性试验,合格后,整体吊入安装。

(5) 导轴承安装。水轮机导轴承有橡胶轴承和合金轴承两种。橡胶轴承一般均为筒式的,用水润滑,安装前检查其与水轮机主轴的配合间隙,如间隙不符合要求,可在瓦的背面用垫片调整。合金轴承的瓦面一般用巴氏合金制成,用油润滑,按其构造又可分为筒式瓦和分块瓦两种。筒式瓦安装前要检查其与水轮机主轴的配合间隙,如间隙符合要求,可不研刮。分块瓦按设计要求确定是否研刮。轴瓦如要与轴领进行研刮,研刮后,瓦面接触应均匀,接触点及不接触面积应符合规定要求。

3.2.1.3 立式水轮发电机安装

(1) 定子装配与安装。小型水轮发电机的定子制造厂装配成整体。大、中型水轮发电机定子受运输的限制,采用分瓣制造现场组装或现场整体装配。现场整体装配可提高定子的圆度和刚度,避免铁心合缝产生振动和噪声,现大多采用。

1) 分瓣定子装配,包括分瓣定子吊入机坑组装、调整定子铁心圆度找正中心、嵌装合缝线棒、线棒端接头焊接、绝缘介电强度试验。

2) 定子现场整体装配,包括机座组装焊接、定位筋焊接、叠压硅钢片、嵌装线棒、端部接头焊接、绝缘介电强度试验。现场整体装配定子,一般是在安装间进行,如因场地条件限制也可在机坑中进行。装配前首先要制定好装配措施,布置好定子基础板支墩。在待组装的定子外壳中心位置设立测量用中心柱,并调整其垂直度偏差符合测量精度要求。定子机座圆度、定位筋间距和半径偏差,要符合设计要求。叠装铁心要注意清洁整齐,铁心硅钢片要分段压紧。同时检查铁心的圆度、垂直度和波浪度等,要符合工艺导则的规定。全部铁心压紧后,必须检验压紧螺杆的紧度。

3) 定子铁损试验。在装配好的定子铁心圆周上,缠绕励磁绕组和测量绕组,用交流电源使铁心产生规定的磁感应强度。在试验的规定时间里,测量绕组的电压、电流,计算单位铁损值并检查铁心各部温升情况和最大最小温度差,温度差应符合规程规定,定子铁心做完铁损试验后,在热状态下再次旋紧螺杆压紧铁心。

4) 定子嵌装线棒,一般是在机坑中进行。线棒绝缘表面要清洁完好,线棒与线槽配合应严密。嵌装下层线棒和上层线棒以后,按标准分别做工频交流耐压试验。

5) 端部接头焊接。有银铜(硬)焊和锡(软)焊两种。银铜焊工艺,要求接头导线和连接板接触平整,不许有较大

的间隙;锡焊工艺,要求接头导线和连接套先挂好一层薄的焊锡,装配严实。接头一般用工频或中频交流感应加热焊接。锡焊下端接头一般用灌注法。

(2) 转子装配。水轮发电机转子一般在安装场装配,装配场地设有支持转子支臂和磁轭的支墩。转子装配,包括竖轴和组装轮辐、装压磁轭铁片、热打键、挂装磁极和干燥、绝缘介电强度耐压试验、转子吊装。

1) 竖轴和组装轮辐。调整轴的垂直度达到 0.02mm/m ,竖立于基础上,这是装配转子的基准。大型发电机转子中心体一般是轴的一部分,并具有推力轴承转动体(推力头),其轮辐一般用螺栓联接于中心体上。圆盘结构的轮辐要在现场焊接,焊接时要控制变形。中、小型发电机转子采用轮毂加温套轴,紧固于轴上。轮辐则由辐形支臂联接在轮毂上。

2) 装压磁轭铁片。磁轭是为了挂装磁极和得到必要的转动惯量,大都是由许多扇形铁片叠压而成。磁轭扇形铁片要按设计要求的搭接方法顺序叠放,按磁轭总高度分段、多次、对称压紧。磁轭压紧螺杆要达到预定的紧度。

3) 热打键。磁轭和磁极在运行中有离心力,为了避免磁轭与支臂间超速时分离,一般采用磁轭加热膨胀,用热打键的方法使其具有一定的预紧力。在热打键的过程中同时注意控制调整转子的圆度。近年来有采用浮动结构的转子,转子轮辐为圆盘结构,运行时磁轭与轮辐间允许有均匀的分

离间隙。

4) 磁极挂装。磁极要按重量和极性分配挂装。挂装后打紧磁极键并复查转子圆度。连接磁极绕组接头和阻尼环接头。接头的接触面积应达到规范要求。

5) 转子全部组装完后,磁极通入一定的电流,进行加热干燥。绝缘电阻合格后按规定进行交流耐压试验。

6) 转子吊装。起吊离位之前必须就地试吊,检查起吊机具、转子水平、桥式起重机制动情况。转子吊入机坑,转子法兰按水轮机主轴法兰的中心、水平和高程找正后,落在制动器上。

(3) 机架安装。机架是支持轴承的结构件。装有推力轴承机座的机架为承重机架;装导轴承和风隔板的机架为非承重机架。机架由中心体和支臂构成,现在大型机组多采用在工地焊接组合,对采用组合面螺栓把合的,螺栓受力应均匀,并有足够的预紧力。机架在机坑外组装后吊入机坑,以主轴为中心,用水准仪测量机架水平进行安装。

(4) 推力轴承和导轴承安装。推力轴承和导轴承的巴氏合金轴瓦一般在安装之前需要研刮,使轴瓦面有均匀的接触点。推力轴承薄瓦与托瓦接触要平整,导轴瓦的支承块与机座接触要严密。油槽要做煤油渗透试验,其挡油圈要参与机架的中心找正。

推力轴承正式安装,通常是在承重机架安装就位,其中心、水平、高程均已调整合格后,安装经预装带推力瓦的轴承座;吊装镜板,调整其高程和水平,并使各瓦与镜板靠紧;安装推力头,把镜板与之联结上;把机组转动部分重量转移到推力轴承,并使转子、转轮处于中心位置;在保持主轴垂直、镜板水平符合要求的情况下,进行推力瓦受力调整,使各瓦均匀受力;最后安装其他零部件。具体工序和方法应根据机组结构及厂家要求确定。

导轴承安装在推力轴承受力和机组轴线检查调整合格后进行,轴瓦应根据主轴中心位置并考虑盘车的摆度方向和大小进行间隙调整。

轴承封盖之前,对轴承冷却器、瓦冷却管路和高压油顶

起装置管路作耐压试验并清扫干净。

(5) 机组轴线检查和调整。机组主轴(含水轮机轴、发电机轴及上部轴)的轴线应平直无折弯(或段间无偏心)并与推力轴承镜板摩擦面垂直。实际轴线不会是理想直线,也难与镜板摩擦面绝对垂直,但必须控制在要求的范围里。为此,在机组安装时要进行轴线检查和调整,以保证主轴的同轴度及其与镜板的垂直度符合要求。

立式水电机组的轴线检查,现场主要采用盘车法,用百分表和(或)挂钢丝线测出轴线的折弯、偏心值和摆度值。

盘车就是用临时的外力缓慢旋转机组的转动部分。用盘车方法检查机组轴线,又分两种,即刚性盘车和弹性盘车。刚性盘车在靠近镜板处设一旋转约束点(用该处附近的导瓦或临时导瓦,把间隙调至 $0.03\sim 0.05\text{mm}$),推力瓦支撑呈刚性状态,每旋转一等分角度停下并撤去所有外力后测量,测得一转各对称点的数据,即可计算得到所要求部位的径向摆度。弹性盘车设上下两约束点,推力瓦支撑呈弹性状态,测量镜板边缘处的轴向摆度。

轴线不合格就要根据机组结构进行处理、调整。通常轴系联结的法兰有止口对中,轴线的折弯和摆度主要由法兰面与轴线倾斜引起。因此,对轴线与镜板垂直度的处理主要是刮磨镜板与推力头间的绝缘垫或推力头的镜板安装面,对轴线折弯的处理主要是刮磨轴的法兰盘,有些法兰结构可采用多紧部分联结螺栓的方法加以矫正。

对联结法兰无对中止口,需在现场找正再钻铰定位销钉的机组,应按厂家要求进行盘车测量,调整各段转动部件的同轴度及其与镜板的垂直度。

3.2.2 电气一次设备安装

3.2.2.1 主变压器安装

(1) 安装顺序。①首先验收箱体及附件基础的水平、中心和高程,应符合要求。②检查运输时的冲击记录、箱体气压,应在允许范围。③绝缘油抽样检查,并过滤直至合格。④对所有附件进行外表检查,冷却器耐压试验并用合格油冲洗,瓦斯继电器及温度计校验。⑤排出箱内残油的同时往箱内吹干燥空气,直至排完残油。⑥安装好各附件。⑦用热油循环使箱内温度高出环境温度 $10\sim 15^{\circ}\text{C}$,然后排油,进箱内检查紧固件有无松动、箱内有无杂物,检查完毕封闭箱体,抽真空注入合格绝缘油。⑧静放 $72\sim 120\text{h}$ 后,打开各部放气塞放气,取油样试验达到标准后进行各项电气试验。

(2) 绝缘油处理。绝缘油主要由储油罐、高真空滤油机、阀门、油管等组成的油处理系统进行处理。新油要视其绝缘强度及含水量采用合适的滤油机过滤,以达到规定的要求。

3.2.2.2 六氟化硫组合电器(GIS)安装

GIS设备一般在制造厂内组装成运输单元发货,在现场进行整体组装。安装场地应保持清洁,浮尘浓度宜小于 $0.2\text{mg}/\text{m}^3$;安装人员应穿专用的不带纽扣的干净工作服、鞋、帽。

设备开箱清点后,首先进行外观和气密性检查,外壳应无机械损伤,各气隔内的充气压力应正常;再检查内部清洁度、导体及筒壁表面粗糙度和导电杆接触面,用不脱毛的丝布或纸沾无水酒精或中性清洁剂擦洗,并用大功率真空吸尘器清扫。打开的孔口应尽快封闭。

在设备基础预埋符合规定要求和接地网满足相关规定条件下,按规定程序安装各单元。一般为断路器就位→分支母线及隔离开关就位→主母线就位→进、出线分支及出线套管安装,同时进行控制柜安装、电缆敷设及二次配线。各设备

的水平、垂直误差应符合规定,连接插件的触头中心应和插口对准,不得有卡阻;所有密封面应平行对装,“O”型密封圈及密封膏使用合适,连接螺栓应使用力矩扳手按顺序分级拧紧,紧固力矩应符合产品的技术规定。新 SF_6 气体充装前应抽样复验,气体质量应符合要求;充气设备及管路应洁净、无水分、油垢。

进行各气室抽真空、去水分、充 SF_6 气体,压力应符合产品技术要求。充气后,进行断路器、隔离开关调整和操作试验,并检查气室微水含量和泄露率。合格后进行交流耐压试验。再安装电压互感器、避雷器,最后与进、出线连接。

3.2.2.3 断路器安装

断路器有多油断路器、少油断路器、压缩空气断路器, SF_6 断路器、真空断路器等,灭弧原理基本一致,仅是灭弧介质不同。

对于高压和超高压断路器,安装前应检查基础中心距离及高度,其误差不应超过要求。

安装后通过调整与操作试验来检验断路器各项性能是否符合产品规定。对油断路器内的油应取油样作耐压试验。空气断路器和 SF_6 断路器都要检验漏气量,不应超过规定值, SF_6 气体含水量应不超过允许值。

3.2.2.4 隔离开关安装

首先进行开箱清点,设备规格应符合设计要求,附件、备件、产品的技术文件应齐全;外观检查,应无锈蚀、无损伤,焊缝良好,油漆完整,瓷件质量良好,接线端子及载流部分清洁且接触良好,底座转动部分动作良好,液压操作机构油位正常、无渗油现象。

隔离开关组装时一定要按产品出厂编号进行吊装,切不可混装,吊装时要用设备吊孔,切不可用瓷裙吊装。

3.2.2.5 互感器安装

电流互感器和电压互感器运到现场后应及时验收检查:①开箱清点、规格应符合设计要求。②附件、备件、技术文件、铭牌都应齐全。③外观检查,应无锈蚀,无机械损伤,瓷件质量良好。④油浸式互感器油位正常,密封良好,无渗漏现象。⑤焊缝良好,油漆完整。

互感器的安装试验应符合施工规范和制造厂的各项要求。

3.2.2.6 高压电缆安装

电缆及其附件安装用的紧固件,除地脚螺栓外,应用镀锌制品,电缆终端盒瓷套管的质量应符合规定。

电缆及其附件到达现场后应进行检查:①产品的技术文件是否齐全。②规格是否符合要求,附件是否齐全。③电缆封端是否严密,当电缆经外观检查有怀疑时应进行潮湿判断与试验。④电缆的压力油箱容量及油压应符合电缆油压变化的要求。

电缆敷设前应进行下列检查:①支架齐全、油漆完整。②电缆型号、额定电压、规格符合设计要求。③电缆绝缘良好,直埋电缆与水底电缆经直流耐压试验合格。④如为油浸电缆,电缆内油样应试验合格。

3.2.3 电气二次设备安装

3.2.3.1 元、器件安装前的检查

电气二次设备的元、器件有各种类型的继电器(如保护继电器、中间继电器、信号继电器、时间继电器等),各种仪表(如电压表、电流表、有功功率表、无功功率表、有功电能表、无功电度表、功率因数表、转速表、温度表、压力表等),各种变送器、传感器、控制开关、按钮、信号灯以

及各种不同用途的自动化元件。所有这些元、器件开箱后都应进行清扫、外观检查和必要的调整试验,然后按照设计图纸安装到屏、柜上。

3.2.3.2 屏、柜安装

屏、柜安装在基础槽钢上。基础槽钢可以在浇筑混凝土前埋设,也可以预留位置在浇混凝土后埋设,要求其位置、高程、平直度、水平度误差不超过规定值。

屏、柜开箱后清扫检查,按照设计图纸安装就位,校正屏的水平垂直应符合要求,屏与屏之间有间隙,但不超过2mm。

3.2.3.3 电缆敷设和配线

电缆在敷设前检查其绝缘和外表是否有损伤。电缆按设计图敷设,排列整齐,尽量避免交叉。高于1kV与1kV以下的电缆分开放在不同层的电缆架上,电压高的电缆放在上层。控制电缆不要和电力电缆穿在同一根管内。控制电缆中间不允许有接头。

电气设备安装和电缆敷设完毕后,即可以开始配线。配线前仔细审查和校对图纸。根据所需的长度剥去电缆外部绝缘,做好电缆芯线接头。对于没有颜色区别芯线的电缆,还要用对线的方法将每一颗芯线从电缆两端测试,对好并标上线号,然后连接到相应的端子或器具上。

3.2.3.4 回路绝缘电阻测定和绝缘耐压试验

电气二次设备安装和电缆配线工作结束后,对每一条回路测量绝缘电阻。当回路绝缘达不到要求或发现接地时,应查出绝缘受潮或接地的部位和原因并设法加以消除。绝缘电阻合格后,按照规程规定对每一回路进行交流耐压试验。

3.2.3.5 回路通电模拟试验

试验的目的是检查二次回路的设计和安装是否正确,相互动作是否合乎逻辑。试验是在机组不通水、不转动,高压电器设备不带电的情况下进行。试验的方法是对每一条控制、信号、测量、同步、励磁等交、直流回路通以额定工作电源,按照设计原理图逐步进行动作检查。当有些条件不能满足时,可用临时短接触点的方法使回路连通。通电前先检查设备的极性、相序和接线组别,符合要求后再通以额定电流或电压。模拟试验时蝴蝶阀或球阀、水轮机导水叶、断路器及其他自动装置以及压缩空气、冷却水和压力油、信号灯等都按实际情况参加试验。

3.2.3.6 继电保护装置的检查试验和整定

对于发电机、变压器、线路等电气设备的继电保护装置在设备安装、电缆敷设和配线工作全部结束后,分别在电压互感器或电流互感器的二次端子上通以电源,调整电压或电流,检查继电保护装置的動作值,使其符合继电保护整定的要求。试验时将电压互感器或电流互感器的二次绕组从互感器的端子上拆下,以防止互感器一次侧感应危险的高电压。

3.2.4 水电机组试运行

水电机组试运行是对机组及与其有关的机电设备、水工建筑物、金属结构,通过充水、启动、调整、试验、运行,进行全面质量检查,是确认水电机组具备投入商业运行条件的必要程序。机组试运行通常只进行启动试运行的充水试验、空载试运行、并网及负载下的试验中所包括的试验项目,但有些机组(主要是新型号的机组)还应进行型式试验。机组型式试验包括飞逸试验、温升试验、效率试验、参数测定、发电机出口突然短路试验、短时过电流试验、负序电流试验、零功率因数特性试验、飞轮力矩测定等。型式试验可在机组投入生产后进行,具体项目应在合同的技术协议中规定。

3.2.4.1 机组充水试验

(1) 主引水管道充水试验。一般分两个步骤进行。首先打开尾水充水阀从下游将水引入尾水管内,检查水轮机的顶盖、导水机构、主轴密封和测压系统管路、进入门等处的漏水情况,记录各部位水压,在尾水闸门两侧压力相等且无异常时可开启尾水闸门。第二步开启进水口工作闸门的充水阀向引水系统充水,检查引水管道、蜗壳进入门、水轮机顶盖、主轴密封等处有无漏水情况,检查引水管道的通气孔是否畅通,检查各种表计工作情况。充水平压且无异常后,提工作门。对于抽水蓄能电站,如上水库无天然水源,则从其他水源抽水充水。

(2) 工作闸门和阀门试验。在主引水管道充水试验检查合格后,用手动和自动方式在静水中进行闸门的启闭试验,检查启闭机及闸门的工作情况。如装有蝴蝶阀或球阀,则通过旁通阀向蜗壳充水,然后在静水中以手动和自动方式进行蝴蝶阀或球阀的启闭试验。试验时记录闸门、蝴蝶阀或球阀的开启和关闭时间。

(3) 技术供水系统充水试验。对于从引水管道取水的技术供水系统,当引水管道充满水后,可打开取水阀门调整水压,使压力水通至冷却水、润滑油、消防水等系统,检查各部位的漏水情况和自动化元件的动作情况。对于直接从水库取水或从尾水用水泵供水的技术供水系统,用类似上述充水的办法进行试验。

3.2.4.2 空载试运行

(1) 机组启动空转及停机试验。启动前用压油泵将压力油压入制动闸将转子顶起,或用高压油顶起装置顶起转子,使推力轴承的镜板与推力瓦之间形成油膜。机组第一次启动以现地手动方式进行,开机转动后随即滑行停止,检查机组转动部分与固定部分是否有摩擦。确认无摩擦后再开机,逐级升速达到额定转速进行瓦温稳定试验。此时检查各处有无漏水、甩油、摩擦等异常现象,并监测、记录各部轴承温升和各部位的运行摆度及振动,观测顶盖排水情况,测量发电机残压及相序。

机组在额定转速下连续运转4~6h,各部轴承温度已趋稳定后即可停机。

停机也用手动操作,当机组转速降至20%~40%额定转速时,打开制动闸的压缩空气阀门,使机组停机。

(2) 调速器调整试验。在机组空载运行下,检查转速的稳定性,进行手动和自动切换试验、频率给定调整范围试验、空载扰动试验等。

(3) 机组过速度试验。机组过速度试验是检查过速保护装置的動作值和机组本身在过速条件下的运行情况。试验时,将测速装置各过速挡点从水机保护回路中断开,用手动操作平稳地提高机组转速,达到各级过速设计规定值时,检查测速装置触点的動作情况,记录机组各部运行摆度、温度和振动,到二级过速值后,就立即将转速降至额定值。整定过速保护装置的動作值。试验完毕后停机检查机组的固定及转动部分有无异常现象。

(4) 无励磁自动开、停机试验。该试验可穿插在其他试验时进行,主要是检查:①机组自动开停机顺序是否正确;②调速器、各辅助设备、自动化元件能否按设计要求投入和退出;③事故停机回路与流程的正确性和可靠性(模拟各种机械与电气事故进行);④机旁、中控室的紧急事故停机按钮的可靠性。

(5) 发电机短路升流试验。在发电机定子出口处装设临时三相短路线,启动机组至额定转速,调整发电机的励磁电

流使发电机定子电流由零升至额定值。录制发电机定子电流与转子电流的关系曲线,检查发电机的测量表和继电保护装置的电流回路。

如发电机绝缘受潮,可利用短路电流进行干燥。短路干燥后,机组停机,拆开中性点和引出线,进行定子绕组每相对地的直流耐压试验。

(6) 发电机升压试验。发电机在额定转速下运行,机组不带负荷,调整发电机转子电流使定子电压从零升到额定值,检查发电机电压设备升压带电情况,检查电压互感器回路,录制发电机空载特性曲线,调整相关保护装置,进行灭磁开关试验和单相接地试验,并测量轴电压。

(7) 机组空载下励磁装置的调整试验。该试验包括起励试验、电压调节范围试验、手动和自动切换试验、空载扰动试验以及励磁调节器的频率特性试验等。

3.2.4.3 机组并网及带负荷下的试验

(1) 主变压器升压及冲击合闸试验。利用发电机进行主变压器第一次带电及升压,检查有无不正常的声音及异常现象。主变压器升压后情况正常,即可进行冲击合闸试验。冲击合闸试验的目的主要是检查差动保护装置是否能躲过冲击时的励磁涌流。冲击合闸最好在主变压器高压侧利用系统电压进行。此时主变压器低压侧与发电机断开。

(2) 机组并、解列试验。检查同步回路的接线和整定值应正确。对各同期点,先在断开其隔离开关的情况下进行假同期并网试验,成功后,再分别进行机组正式并、解列试验。

(3) 机组带负荷试验。机组并网后,逐步增加有功负荷,观察、记录机组运行情况,包括各部位温度、振动、摆度,各工况下尾水管补气装置工作情况,在当时水头下的机组振动区及最大负荷值。

(4) 机组负荷下励磁装置试验。该试验内容主要有:手动、自动切换,无功功率调节检查,发电机电压调差率和静差率测定,晶闸管励磁调节器各种限制器及保护的整定,功率单元均流及均压测试,整流装置冷却系统性能及噪声测定,灭磁特性试验等。

(5) 机组负荷下调速器试验。主要进行各种控制方式切换试验和突变负荷试验,通过速增或速减10%额定负荷试验,选定负荷工况下的调速器参数。

(6) 甩负荷试验。甩负荷试验的目的是检查当机组甩负荷时,水轮机调速器和励磁调节器的动态特性和检验蜗壳压力上升率与转速上升率是否符合设计要求。甩负荷试验一般甩有功负荷,分别按额定有功功率的25%、50%、75%、100%甩四次。在机组带上预定的负荷后,跳开断路器,突然将负荷甩掉,记录甩负荷前后机组的负荷、转速、蜗壳压力、顶盖及尾水管真空压力、导水叶开度、接力器行程、各轴承温度、机组各部位的摆度和振动以及上下游水位等。计算蜗壳压力上升率、机组转速上升率。如不符合设计要求,应调整有关参数。

(7) 低油压关闭导水叶试验。试验的目的是为了检验机组在带额定负荷时导水叶在规定的最低油压下是否能正常关闭。试验方法是机组并入电力系统并带上额定负荷,油压装置的油泵停止运转,人为地降低油压装置的油压到设计规定值,低油压继电器动作关闭导水叶。

(8) 机组带负荷72h连续运行。对水轮发电机组应进行该试验,所带负荷应是额定负荷,若受电站水头和电力系统条件限制,可按当时条件在尽可能大的负载下进行。72h运行应连续,如中断则应重新开始,时间不能累加。

3.3 我国水机电安装的发展情况

3.3.1 我国水机电安装的施工能力

3.3.1.1 装机能力的进步和发展情况

(1) 在安装机组的单机容量方面,到达世界顶级水平。我国安装的机组,在20世纪50年代初期,类型少,容量小,较大的在1.5万kW左右,但此后不断上台阶。安装的混流式机组单机容量,50年代末达7.25万kW,60年代中期达10万kW,后期上升到22.5万kW,80年代初期又上到30万kW级,90年代过40万kW级(李家峡)到二滩的55万kW机组,如今安装目前世界上规模最大的三峡70万kW级超大型水电机组。安装的轴流转桨式机组单机容量,20世纪60年代中期过5万kW,80年代初到12.5万~17万kW(葛洲坝),90年代初达20万kW(水口);水口20万kW机组和葛洲坝17万kW机组分别为目前世界上该类别容量最大和尺寸最大的机组。到目前,安装的贯流式机组,最大的单机容量为4.5万kW(洪江,国际最大是日本只见电站,6.4万kW);安装的冲击式机组,最大的单机容量3.75万kW(以礼河三级盐水沟,国际最大是瑞士布德朗电站,4.23万kW)。可逆式抽水蓄能机组,20世纪60年代后期才开始安装1万kW级的机组,经20多年,90年代就安装了容量达30万kW、扬程超过500m的可逆式抽水蓄能机组。

(2) 在年度装机投产容量方面,发展速度在世界水电建设史上罕见。在20世纪,50年代我国水电装机投产年均15万kW,60年代为37万kW,70年代为147万kW,80年代为166万kW,90年代达400万kW,其中1999年二滩、李家峡、天荒坪、广蓄等一批大型机组相继投产而创造了790.6万kW年投产发电纪录。进入21世纪后,在经历了3年水电机组年投产规模有所回落后,2003年三峡左岸电站首批6台700MW机组投产,全国投产水电机组共882万kW;2004年达1035万kW,2005年为1129万kW,连续刷新纪录。

(3) 在单项水电工程年装机投产方面,不断攀升,创造了目前世界最高纪录。1999年,二滩工程创造了在一年内投产了4台55万kW共220万kW水电机组的佳绩。2003年,三峡工程投产6台70万kW共420万kW的水电机组,并实现了与发电企业的无缝交接,打破了南美委内瑞拉古里水电工程1986年投产4台63万kW共252万kW水电机组的纪录,创造单项水电工程年装机投产的目前世界最好业绩。现在,均衡生产和保持持续装机强度的概念和实践,已被总结为编制网络计划的原则,并形成优秀实用的施工管理软件,我国可以实现单个水电工程年装机投产强度持续保持在200万~300万kW的世界先进水平上。

3.3.1.2 机电安装队伍发展和标准化工作情况

(1) 我国有实力强大的专业安装队伍。水机电安装技术性较强,新中国成立后,为适应水电建设的需要,就组织专业化的施工队伍。1951年,在修复东北丰满水电站时,成立了我国第一支水机电安装队伍——丰满水电工程公司安装大队。随着水电事业的发展,队伍逐步扩大,人员素质不断提高。目前,我国约有20支有较多业绩的水机电安装队伍,从业人数约14000人。丰富的工程实践,开放的市场环境,促使我国专业安装队伍知识结构日趋合理,业务水平不断提高。我国水机电安装企业,掌握了如三峡、二滩、李家峡、小浪底、广蓄、天荒坪等电站建设的具有世界水平的施工技术和安装工艺。

(2) 我国有完整的水电机安装施工标准体系。我国是水电大国,在建设过程中,不断综合水电施工的科学、技术和成熟的经验,编制了世界上最丰富、最全面、最合理的水电机安装工艺导则、技术规范、质量标准和试验规程。这是水电机安装工程最重要的技术和质量保证基础,同时也是我国水电行业能逐步达到世界先进水平的重要标志。

3.3.2 新技术的应用及创新情况

3.3.2.1 水轮机安装方面

(1) 超大型埋件在现场下料、卷板和整节制造,可降低制造成本,保证适时交货,提高组装质量。我国企业通过掌握计算机的精确下料编程技术,利用数控切割机下料,采用三棍卷板机卷板和脉冲电源全自动焊接技术,成功实现了世界最大的三峡机组蜗壳的现场制作。这一生产方式是水电建设模式的一个新突破。

(2) 大型混流式水轮机转轮分瓣(半)结构现场组装焊接和以散件运输至现场、在现场整体组焊加工,是转轮制造的特殊工艺。我国已能现场组装、焊接直径大于 8m 的混流式水轮机偏心分瓣或对称分瓣的转轮,其工艺已达到世界先进水平;并实现了直径超过 6m 的不锈钢(马氏体)混流式水轮机的转轮在现场散件组装焊接、加工和抗磨层喷涂的全部工艺过程,质量完全符合国际标准要求。

(3) 大型机组座环采用未经机加工的预埋,在浇筑混凝土后再进行安装面加工及配钻螺孔及定位销孔,是保证座环安装质量的一项新工艺。我国除在五强溪、三峡机组上实施了镗出螺孔边平面加配垫的现场加工工艺外,在三峡另一机型上实施了大环面现场加工。加工面最大的外径达 12 768mm、环宽 1100mm,最大切削厚度达 17.4mm,一个座环切屑重量达 5.2t。如此大尺寸座环现场加工,在世界上尚属首次。

(4) 三峡蜗壳安装采取先挂装后调整并控制精调定位节数和“充水保压”浇筑混凝土时对水温进行控制,是我国对特大型蜗壳安装工艺的创新。前者既可解决吊装、运输设备的使用矛盾,缩短工期,又可使环缝在无约束状态下焊接,减少焊接应力,保证焊缝质量。后者使经大型的物理仿真模型试验和三维有限元计算所确定的蜗壳充水保压压力,在长达近 4 个月的混凝土浇筑时间里基本恒定,座环变形量和蜗壳膨胀量控制优于设计要求。

3.3.2.2 发电机安装方面

(1) 发电机定子现场整体叠片组装、嵌装全部线圈的现

场装配工艺和定子整体吊装技术,使得定子装配质量发生了质的改变。20 世纪 80 年代以后,我国的大中型水轮发电机定子已经如同发电机转子一样,采用在现场整体装配。

(2) 发电机圆盘式转子支架结构的应用与组装焊接技术,是一项新技术。我国采用先进的 CO_2 气体保护焊接技术成功地组焊了近 80 台直径超过 10m 的水轮发电机转子圆盘式支架,其变形被控制在允许的范围内。

(3) 水内冷和蒸发冷却,是新型发电机内冷技术。安装水内冷或蒸发冷却的水轮发电机定子,工艺复杂,需要相当高的调整试验技术。我国成功地安装了三峡左岸电站 70 万 kW 水内冷却的水轮发电机,并在世界上首次安装了 40 万 kW 蒸发冷却的水轮发电机,其安装工艺水平和调试技术在内冷电机的技术领域里又有重大的突破。

(4) 推力轴承是立式水电机组的关键部件。我国曾创造性地采用盘车刮瓦工艺,解决大型推力轴瓦运行瓦面变形问题,取得实效。对采用弹性金属塑料瓦的推力轴承,对轴向负荷达 41 000kN 的弹性梁双支点式推力轴承和三峡左岸电站 50 000kN 级多弹簧支承式及弹性销支柱式推力轴承,其安装调整技术已完全掌握。

3.3.2.3 电气设备安装方面

(1) 超大容量整体变压器和大容量组合式变压器现场安装调试技术和高电压等级封闭组合电器设备 GIS 的安装、调试技术,是建设超大型水电站所必须掌握的技术。我国已能安装容量在 36 万 kV·A 及以上、电压等级达 500kV 的整体式或三相组合式电力变压器、油浸电抗器、高压电力电缆以及 500kV 封闭组合电器。

(2) 机组调速器和励磁装置系统采用智能型机电一体化和以新型自动化监测装置及自动化元件为基础的水电站计算机监控系统,是水电机组控制设备的发展方向。其安装调试技术国内已掌握。我国已能完成由计算机监控系统管理和操作的水电站各种自动装置和计算机设备的安装和调试,包括安装、调整和操作世界上一流的电器制造商生产的各种机电一体化控制设备,如微机调速器、励磁系统、智能化监测装置等。

(3) 可逆式抽水蓄能机组的变频起动设备安装调试,是水电机组安装的新技术。我国已掌握了包括世界上最先进的能带负荷和使机组变速运行的特种晶闸管静止式变频装置在内的可逆式抽水蓄能机组启动试运行技术。



第 7 章 水电站金属结构

1 概述

金属结构是水电站的重要设施，包括泄水建筑物、引水建筑物和通航建筑物等的各类闸门、启闭机和压力钢管等。通过对这些设施的调度运用来控制水流，达到对水库库水进行拦蓄、宣泄和引用，以保证水电站的防洪、发电、通航和灌溉等综合效益的充分发挥。水电站能否安全运用，在很大程度上取决于闸门能否灵活启闭、操作能否准确、可靠。因此，各类金属结构设备合理的布置，正确的设计和选型，优良的制造安装质量和科学的调度管理，对保证水电站正常和安全运行是十分重要的。

1.1 泄水建筑物金属结构

泄水建筑物主要根据水电站的防洪标准及调度运行方案布置有表孔（设置在泄洪坝段或非常溢洪道上）、深孔（包括导流底孔、放空洞等）等泄水过流通道，并设置相应的闸门及启闭机。选择闸门门型与启闭机机型，做好金属结构的总体布置极为重要。对于高水头和高流速的闸门来说，还要解决好门槽体型、支承型式以及解决闸门在各种工况下运行的复杂水力学问题和相应的材料选择、制造工艺等问题。

我国已建成一大批水利水电工程，刘家峡、龙羊峡、东

江、葛洲坝、漫湾、隔河岩、岩滩、水口、五强溪、天生桥一级、小浪底、三峡等大型水利水电工程均已相继投入运行。这些大型水利水电工程的泄水建筑物尺寸大、水头高，采用的闸门及启闭机型式多，金属结构布置复杂。随着西南水电的开发，泄水建筑物的孔口尺寸与水头均有增大的趋势。为解决泄洪闸门的高速水流水力学问题、闸门振动、门槽型式及支承材料、闸门底缘型式、水封型式等技术难题，我国进行了大量科学研究与工程实践，取得了丰硕成果，积累了丰富的经验。目前，我国水电站泄洪控制闸门及启闭机技术规模已达到国际同类型设备水平。表孔弧形门孔口面积已达到 437m²，如彭水水电站表孔弧形门尺寸 14m×25m，五强溪表孔弧形门孔尺寸 19m×23m。深孔弧形门，天生桥一级放空洞孔口尺寸 6.4m×7.5m、水头 125m，水布垭放空洞弧形门孔口尺寸 6m×7m、水头达 150m。平板定轮门孔口面积达 290m²，轮压达 6000kN。启闭机的容量也随着闸门规模的增大而增大，门式启闭机容量已达到 5000kN，扬程 140m；固定卷扬机的容量达到 2×8000kN，扬程 50m，液压启闭机的容量已达到 8000kN，行程 20m。

国内主要大型工程泄水建筑物闸门及启闭机技术参数见表 1.7-1。

泄水建筑物闸门及启闭机布置参见图 1.7-1~图 1.7-4。

表 1.7-1 国内主要大型工程泄水建筑物闸门及启闭机技术参数表

设备名称 (工作门)	孔口宽×高一水头 (m)	闸门型式	闸门重量 (t)		启 闭 机			
			门叶	门槽	型式	容量 (kN)	扬程 (m)	重量 (t)
溪洛渡表孔	12.5×14—13.5	弧形门	75	8	液压启闭机	2×1000	10.9	25
溪洛渡深孔	6×6.7—105.5	弧形门	220	150	液压启闭机	4000/1000	11	45
三峡表孔	8×17—17	平面滑动门	93.2	31.7	双向门机	5000/2×630	140/150	834
三峡深孔	7×9—85	弧形门	245.1	171.4	液压启闭机	4500/1000	9.8	50.5
丹江口表孔	8.5×22.5—22	平面滑动门	102.5	20	双向门机	4000	72	522
丹江口深孔	5×6—60	弧形门	65	17	台车式	2000	8	33.3
东江溢洪道	10×14—19	平面滑动门	81	12.1	单向门机	2×630/200	32	134
东江放空洞	6.4×7.5—115	偏心铰弧门	388.6	131	液压启闭机	3000/1000	11	36.3
龙羊峡溢洪道	12×17—17	弧形门	150	10	固定卷轴机	2×800		52
龙羊峡深孔	5×7—95	偏心铰弧门	330		液压启闭机	3000/1000		75
天生桥溢洪道	13×20.4—20.4	弧形门	250	30	液压启闭机	2×1500/2×550	1.69	45
天生桥放空洞	6.4×7.5—125	偏心铰弧门	456	150	液压启闭机	5000/2000	11	90
小浪底孔板洞	4.8×5.4—139.4	偏心铰弧形门						
五强溪溢洪道	19×23—23	弧形门	460		液压启闭机	2×4500	12	
水布垭放空洞	6×7—150	偏心铰弧门			液压启闭机			
三峡排沙孔	3.2×5—90	平板闸阀	30.6	72.7	液压启闭机	4000/1600	6.0	60

1.2 引水发电建筑物金属结构

引水发电系统的金属结构设备通常包括电站进水口拦污栅、检修闸门、事故闸门（或快速闸门），机组尾水出口（尾水洞）检修闸门，及引水压力钢管。

拦污栅一般布置在进水口最前沿，以便有效拦截坝前水域污物进入水轮机组。其布置方式需要根据河流中漂浮物的种类、数量及电站进口型式等确定。在漂浮物较多的河流，对坝后式、引水式电站（深式进水口）可布置前后两道拦污栅（一道工作栅、一道备用栅），以便不停机提栅清污。近

30 年建成的大、中型水电站，较普遍地采用各机组进口水域连通式的拦污栅布置。当部分机组拦污栅堵塞时，该机组引用的水流可由其他机组的拦污栅引入，互为补充，如丹江口、葛洲坝、隔河岩、刘家峡、三峡等水电站均为这种布置型式。对河床径流式电站（浅式进水口）一般布置一道拦污栅并配备专用清污设备清污。有的电站在进水口前沿水域适当位置设置拦污排（或导漂排）挡住漂浮物，然后用清除或引到排漂孔排泄的“拦—导—排”设施；拦污栅结构通常为平面式，采用移动式启闭机操作。

对大部分水电站特别是坝后引水式水电站的进水口都布

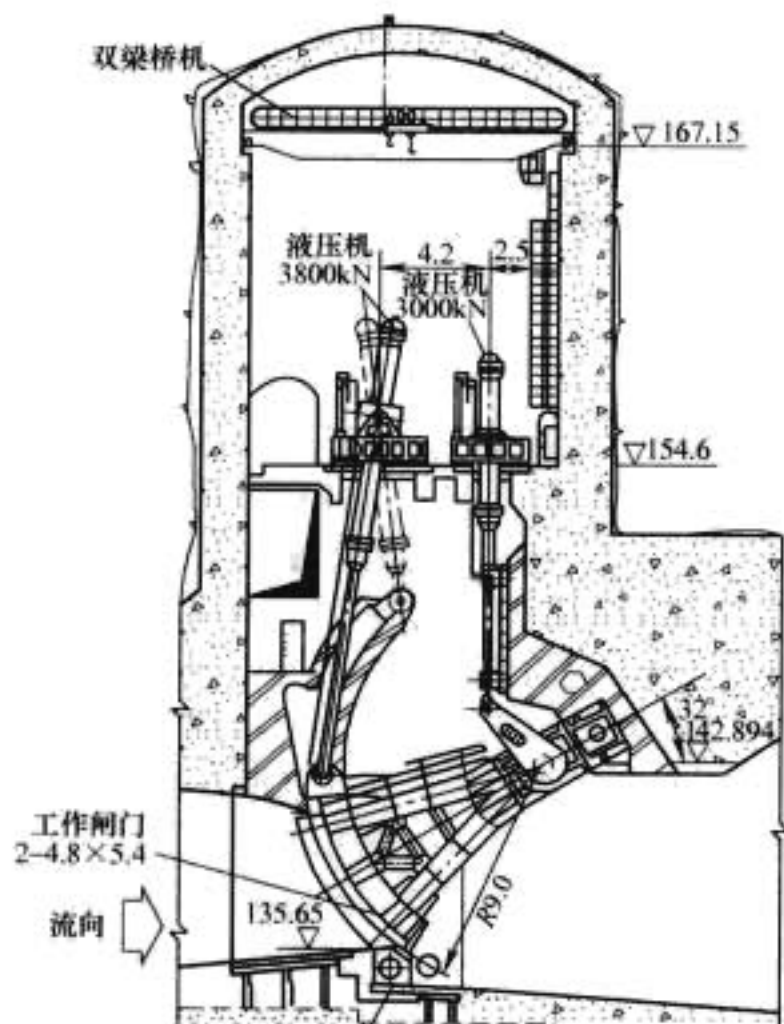


图 1.7-1 小浪底泄洪洞中部闸门及启闭机布置图

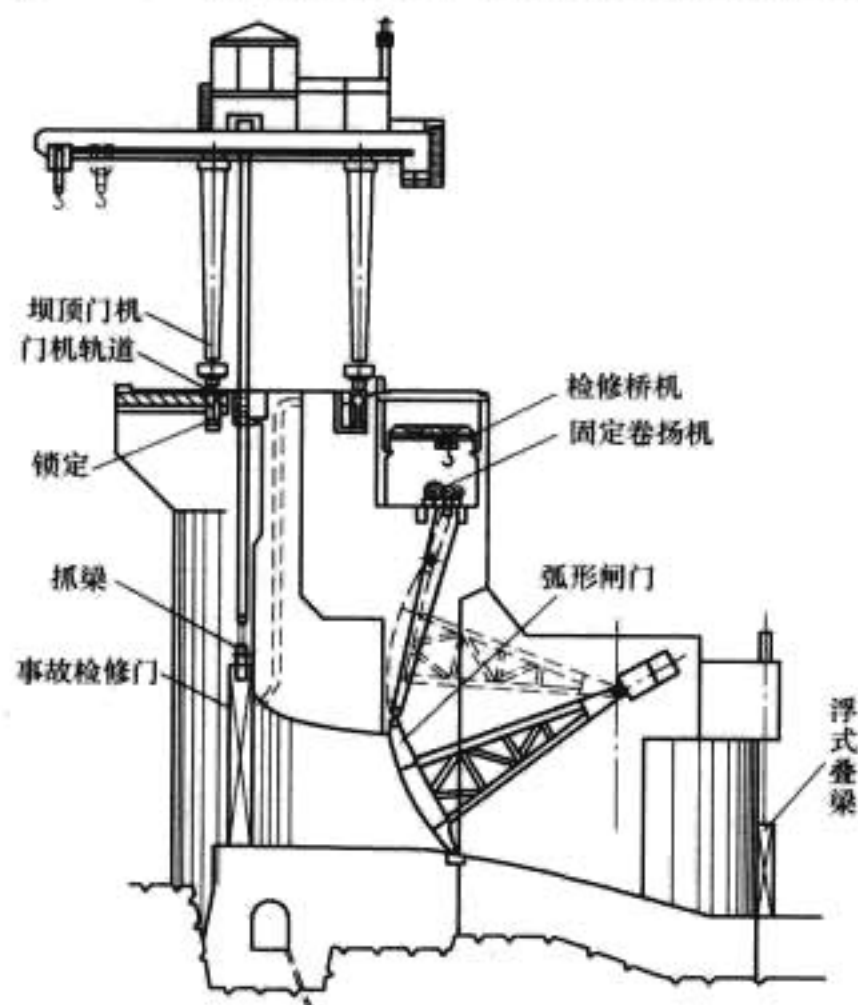


图 1.7-2 万安底孔闸门及启闭机布置

置快速事故闸门，当水轮机组或压力钢管发生事故时可迅速动水关闭闸门截断水流，以保障厂房和机组的安全。也有在引水压力钢管末端蜗壳前设置蝶阀或球形阀，以达到快速关闭保护机组的目的，但一般压力钢管管径都不大，蝶阀属工厂标准产品，在工厂加工能力范围内。如：鲁布革电站、引水压力钢管管径 4.5m，钢管末端设有球形阀；上犹江水电站坝内厂房，引水压力钢管管径 3.4m，采用了竖轴式蝶阀。快速门的技术规模随着单机容量的扩大、其孔口尺寸与水头也相应增大，如三峡电站单机容量为 700MW，快速门孔口尺寸达到 9.2m×13.2m（宽×高），设计水头 67m，均超过国外单机容量相同的巴西伊泰普电站和美国大古力三电站的规模。快速门通常采用液压启闭机操作。对河床式径流电站，一般机组均配有事故配压阀防飞逸装置，进水口只设置可动水关闭的事故闸门，采用门式启闭机或其他移动式启闭机操作。为满足机组、事故门或快速门及其门槽和引水管道检修时的挡水要求，通常在进水口前缘还设一道检修闸门。闸门型式一般均采用平面滑动闸门。

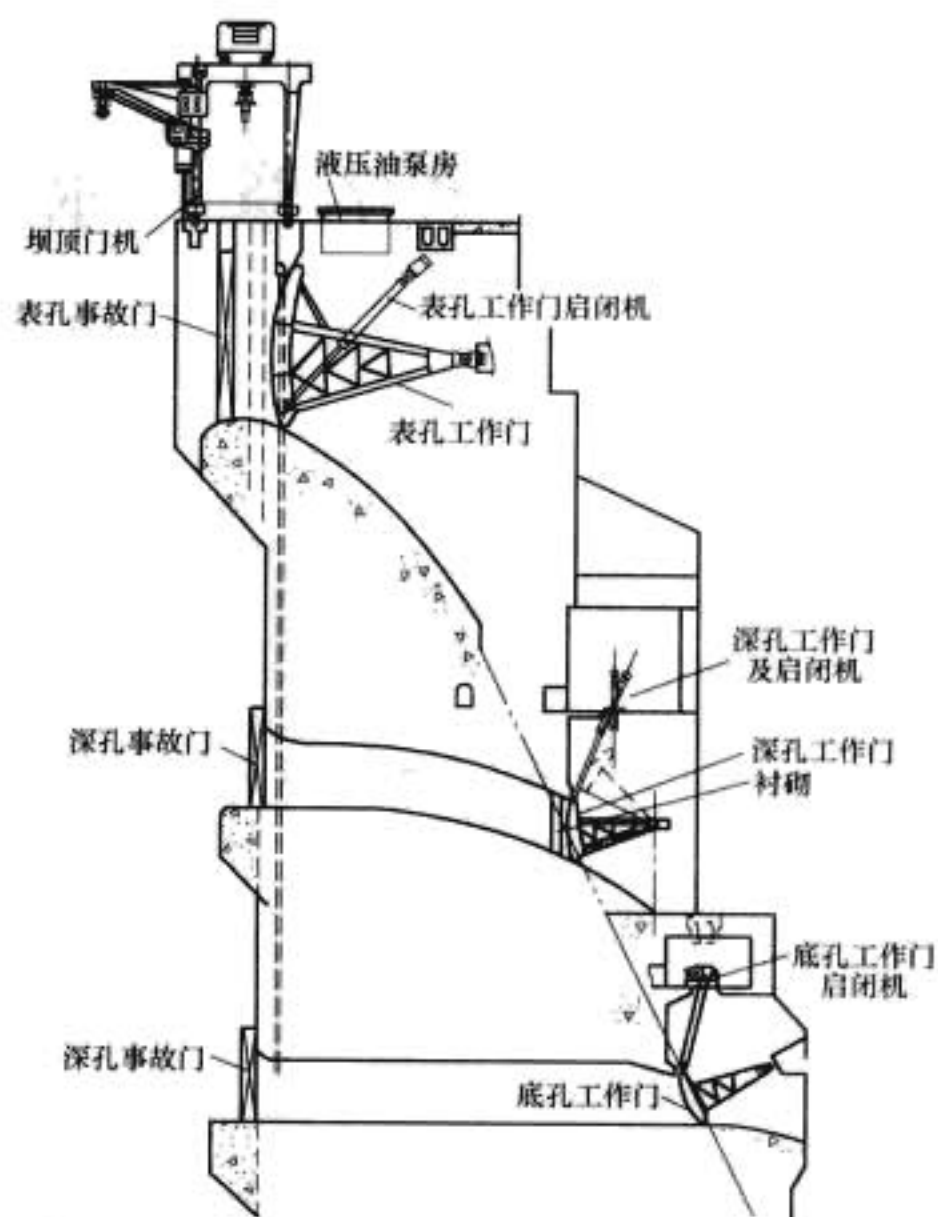


图 1.7-3 隔河岩表、深、底孔剖面图

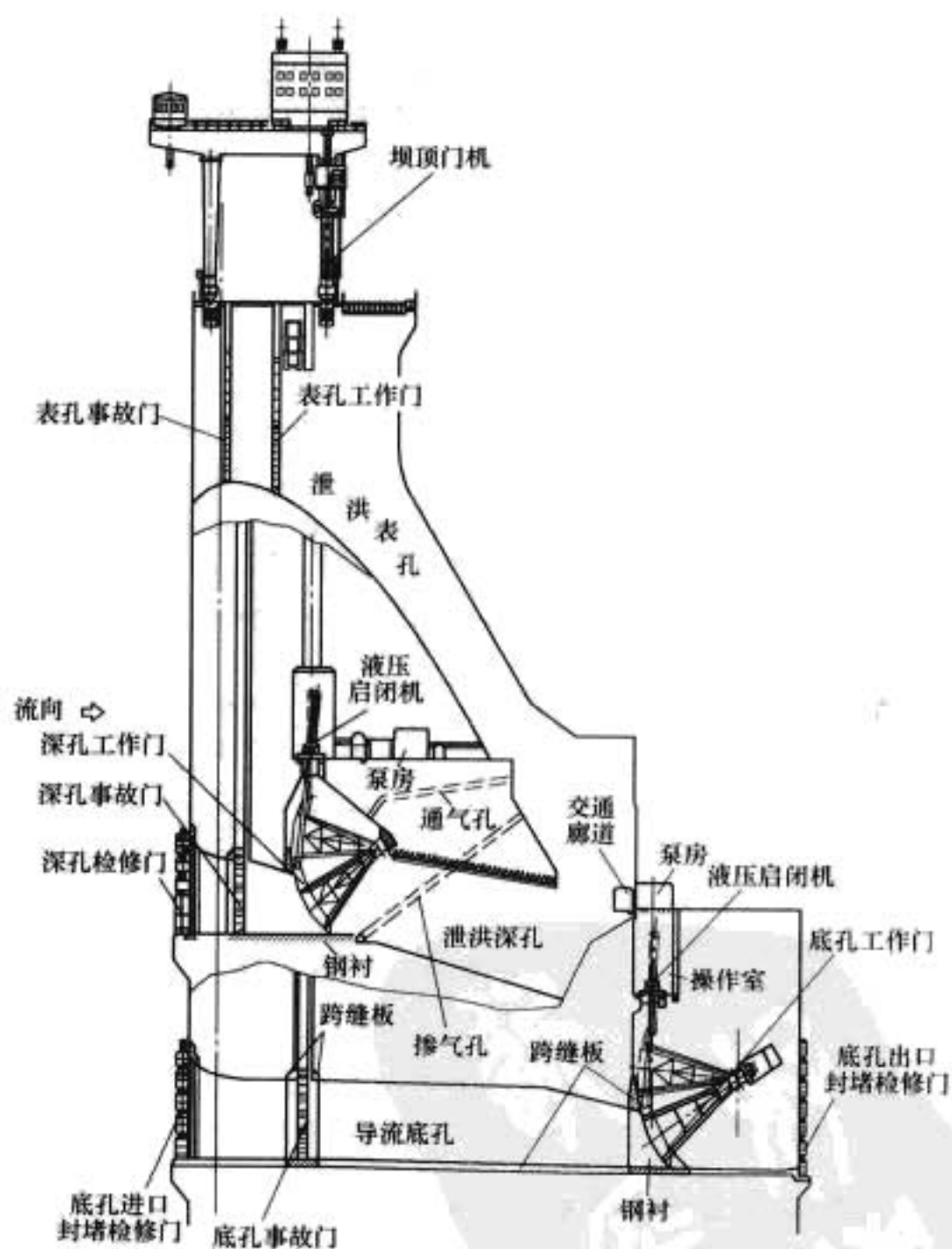


图 1.7-4 三峡泄洪坝段闸门及启闭机布置图

机组尾水管出口需设置尾水闸门，以便尾水管（尾水洞）、水轮机的安装和检修时挡住下游尾水。闸门型式通常采用平面滑动闸门，配备门式启闭机或其他移动式启闭机操作。

引水建筑物金属结构的布置参见图 1.7-5。

国内部分水电站引水建筑物进水口、尾水闸门及启闭机技术参数见表 1.7-2。

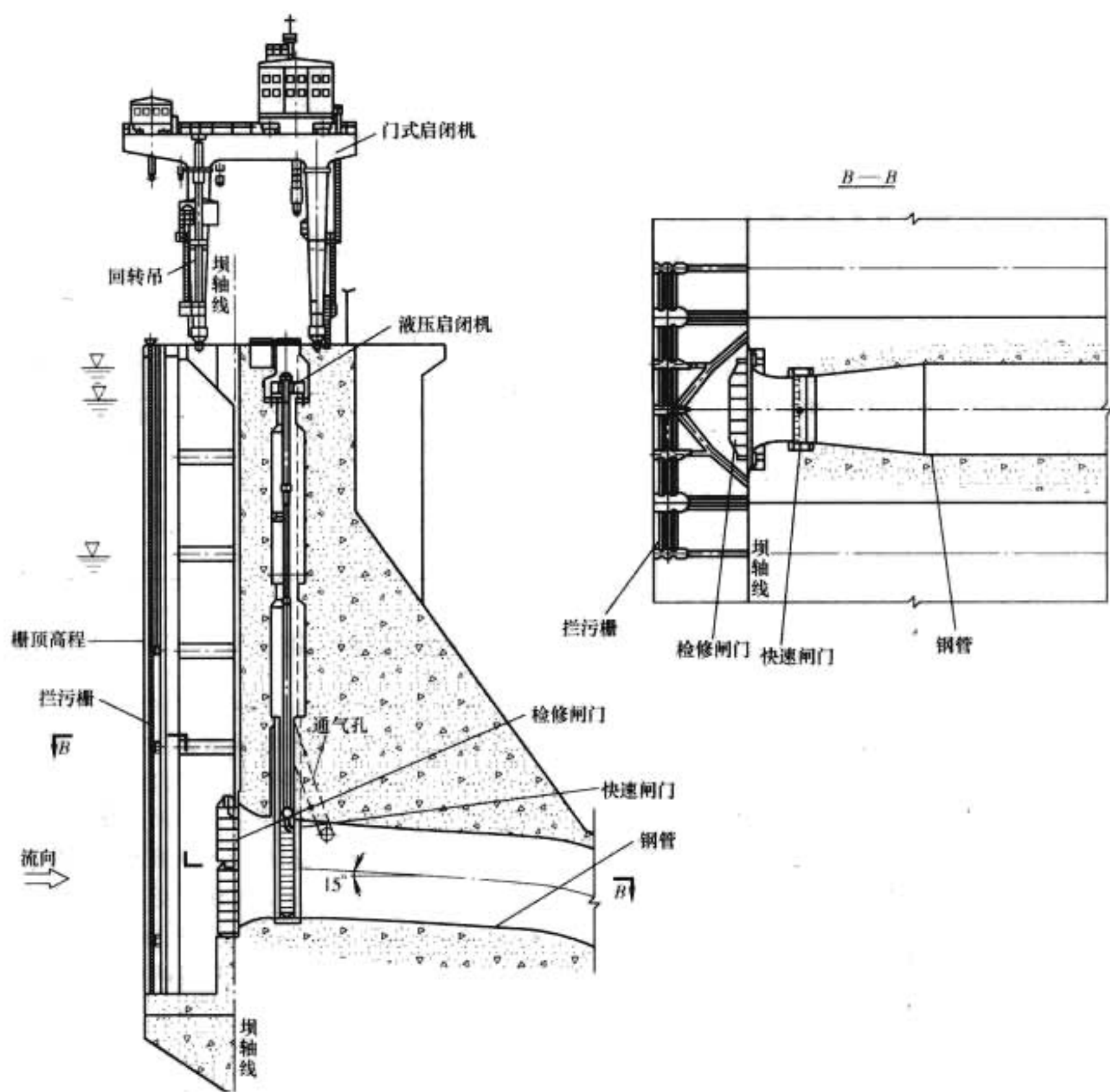


图 1.7-5 三峡水电站进水口金属结构布置图

表 1.7-2 国内部分水电站进水口、尾水闸门及启闭机技术参数表

电站及设备名称	孔口尺寸及设计水头 [宽 (m) × 高 (m) — 水头 (m)]	闸门型式	闸门重量 (t)		启 闭 机			
			门叶	门槽	型式	容量 (kN)	扬程 (m)	重量 (t)
溪洛渡进水口拦污栅	3.7×28.2—4	平面滑动栅	30	25	门机悬臂吊	500	18	
溪洛渡进水口快速门	8×10—87	平面滑动门	220	40	液压启闭机	4500/12 000	11.5	60
溪洛渡尾水洞检修门	18×20—47.981	平面滑动门	625	50	固定卷扬机	2×4000	50	280
三峡进水口拦污栅	4.75×47.25—4	平面滑动栅	59	37	门机副小车	4500/1200	130/25	787.8
三峡进水口快速门	9.2×13.2—67	平面多轮式	251.7	70.1	液压启闭机	4000/8000	15	73.2
三峡出口尾水门	9×9.413—51.347	平面滑动门	104.2	96.0	门式启闭机	2×1250	65	315
丹江口进水口拦污栅	3×21.3—4	平面滑动多节式	7.5	9.2	门机悬臂吊	4000/250	72	498
丹江口进水口快速门	6.5×10—60	平面滑动门	60	23	液压启闭机	1500/3000	12	31
丹江口出口尾水门	8×7.114—26.23	平面滑动门	32	11	单向门机	2×250	10	29.9
东江进水口拦污栅	8.4×14—5	平面滑动栅	31	44.5	双向门机	1000/120/20	80/100	216
东江进水口快速门	4.5×6.855—71.345	平面滑动门	47.76	27.01	液压启闭机	1600/3000	8	39.97
东江出口尾水门	4.85×5.3—27.5	平面滑动门	13.6	8.65	单向门机	2×300	30	160
龙羊峡进水口拦污栅	3.2×20—4	平面滑动栅	17	20	门式启闭机	400	100	
龙羊峡进水口快速门	7.5×8.5—90	平面滑动门	115	42	液压启闭机	3000/8000	11	70
龙羊峡出口尾水门	7.2×7.6—30	平面滑动门	37	17	单向半门机	2×630	40	117

对于中小型水电站灯泡式机组和抽水蓄能电站的抽水与发电机组进水口和尾水出口金属结构的布置，尚有别于常规电站。灯泡机组进水口通常布置成斜面固定（或活动式）拦污栅，尾水闸门往往则要求动水关闭，保护机组。抽水蓄能电站由于有发电和抽水两种工况，拦污栅在抽水时可能承受高速水流的冲击，而在发电时又可能受回旋流的影响而形成

较强的偏流，造成不均匀水流冲击拦污栅，设计时应予充分考虑。采取有效措施，如作成流线型活动拦污栅，加大栅条厚度，改善焊接工艺，增强整体刚度等。抽水蓄能电站长尾水洞、尾水闸门需考虑涌浪、高水位压力波动以及动水闭门等问题，闸门及埋件的设计需按最不利的因素考虑，我国广州、十三陵和天荒坪等抽水蓄能电站，长尾水洞机组下游侧

的尾水闸门均按下游全水头动水闭门考虑。

水电站引水压力钢管是引水建筑物的重要组成部分。随着水电建设的不断发展,压力钢管的工作水头和管径也不断增大,相应技术指标 HD 值,国内西龙池电站已达 3553m^2 ,国外日本葛野川 2 号电站已达 4720m^2 ,见表 1.7-3 和表 1.7-4。这就要求在选材及工艺等方面采取相应的技术措施,如采用强度级别更高的成熟钢种,以控制钢管管壁厚度在制造能力的范围内,采用厚钢板时,还要研究解决适合水电站施工条件的厚钢板焊接工艺及焊后消除焊接残余应力的技术措施等。另外,对于明钢管而言,经过计算,必要时还需要设置适应温度变化和地基不均匀沉陷的伸缩节。伸缩节的型式除了常用的单向套筒式和双向套筒式外,近 10 余年来套筒内加设波纹管式伸缩节由于其具有免检修的优点,在水电站中得到越来越多的应用。三峡水电站压力钢管直径 $\phi 12.4\text{m}$,对伸缩节型式经论证比选,采用了带内波纹的双向套筒式伸缩节,它具有不锈钢内波纹管和套筒填料两道密封,可以避免套筒式填料密封易漏水和检修困难的缺点,也提高了单纯波纹管式伸缩节在大型水电站上应用的安全度。

表 1.7-3 国内部分大型压力钢管主要技术参数表

电站名称	管径 D (m)	水头 H (m)	HD 值 (m^2)	结构特性
三峡	12.4	139.5	1730	钢衬钢筋混凝土管
五强溪	11.2	80	896	钢衬钢筋混凝土管
水口	10.5	71.5	751	软垫层坝内埋管
隔河岩	8.0	170	1360	明管
紧水滩	4.5	105	473	钢衬钢筋混凝土管
李家峡	8.0	152	1216	坝后背管
东江	5.2	162	842	钢衬钢筋混凝土管
锁金山	1.6	650	1040	明管
龙羊峡	7.5	171.4	1286	坝内埋管
三门峡	7.5	82	615	坝内埋管
岩滩	10.8	82	886	坝内埋管
天生桥一级	8.2~7.0	170	1394~1190	坝内埋管
丹江口	7.5	106.6	800	坝内埋管
乌江渡	5.2	154	800.8	坝内埋管
小浪底	7.8	198	1544	地下埋管
二滩	9.0	189.5	1706	地下埋管
十三陵	3.8	684	2599	抽水蓄能地下埋管
西龙池	3.5	1015	3553	抽水蓄能地下埋管

表 1.7-4 国外部分大型压力钢管主要技术参数表

电站名称	管径 D (m)	水头 H (m)	HD 值 (m^2)	结构特性
塔贝拉 (巴基斯坦)	13.216	160	2114.6	明管,壁厚 65mm
大古力三期 (美)	12.2	108	1317.6	坝后沿地形背管, 壁厚 51mm
古里(委内瑞拉)	11.4	146	1664.4	
伊泰普 (巴西—乌拉圭)	10.5	128	1344	坝下游面明管
图库鲁伊(巴西)	10.4	68	707.2	

续表

电站名称	管径 D (m)	水头 H (m)	HD 值 (m^2)	结构特性
卡博拉巴萨 (莫桑比克)	9.14	127	1160.8	
胡佛(美)	9.14	180	1645.2	明管,壁厚 70mm
恰尔瓦克(俄)	9.0	188	1692	
麦卡(加)	7.9	183	1445.7	
克拉斯诺雅尔斯克 (俄)	7.5	100	750	钢衬钢筋混凝土管
萨扬舒申斯克(俄)	7.5	220	1650	钢衬钢筋混凝土管
澳清津(日)	5.2	654	3401	蓄能电站,明管,壁厚 75mm
里维尔斯托克(俄)	8.0	135	1080	坝下游面明管
卡比尔	5.75	171	983	坝上游明管
葛野川 2 号(日)	4.0	1180	4720	蓄能电站

1.3 通航建筑物金属结构

在有航运功能要求的河流上兴建水电站,应考虑布置通航建筑物,以满足船舶过坝旅客与货物运输的要求。通航建筑物型式一般可分为船闸和升船机两种基本类型。船闸是通过充泄闸室内部分水体来实现船舶升降,并设置有相应的闸首工作闸门及启闭机和相应的充泄水阀门及启闭机来进行操作。船闸运转简便可靠,使用广泛,通过能力较大,但需消耗一定的水量。升船机是通过机械驱动方式来实现船舶升降,有垂直升船机和斜面升船机两种型式。垂直升船机是使用机械驱动承船厢载运船舶沿垂直方向升降的建筑物,它能适应较高的水头,船舶过坝速度较快。斜面升船机是使用机械驱动承船厢或载船水体,沿斜坡轨道或特定斜坡道升降船舶的建筑物。在一般水头情况下,可考虑单级船闸或带平衡重的升船机,以采用单级船闸居多;对超过 30m 以上水头的中、高水头和超高水头(80m 以上),一般不再考虑单级船闸,而采用梯级船闸或升船机。

不论单级船闸,连续多级船闸或设中间渠道的多级船闸,为满足船只过闸的航运要求,其上下闸首、闸室和充泄水廊道金属结构设备主要有检修闸门、事故闸门、工作闸门或阀门、浮式系船柱、廊道进水口拦污栅、下闸首防撞警戒装置以及闸阀门的启闭设备。

国内外船闸尺寸水头及船闸闸门启闭机参数见表 1.7-5~表 1.7-7。

国内外高水头升船机主要参数见表 1.7-8。

通航建筑物的布置参见图 1.7-6~图 1.7-7。

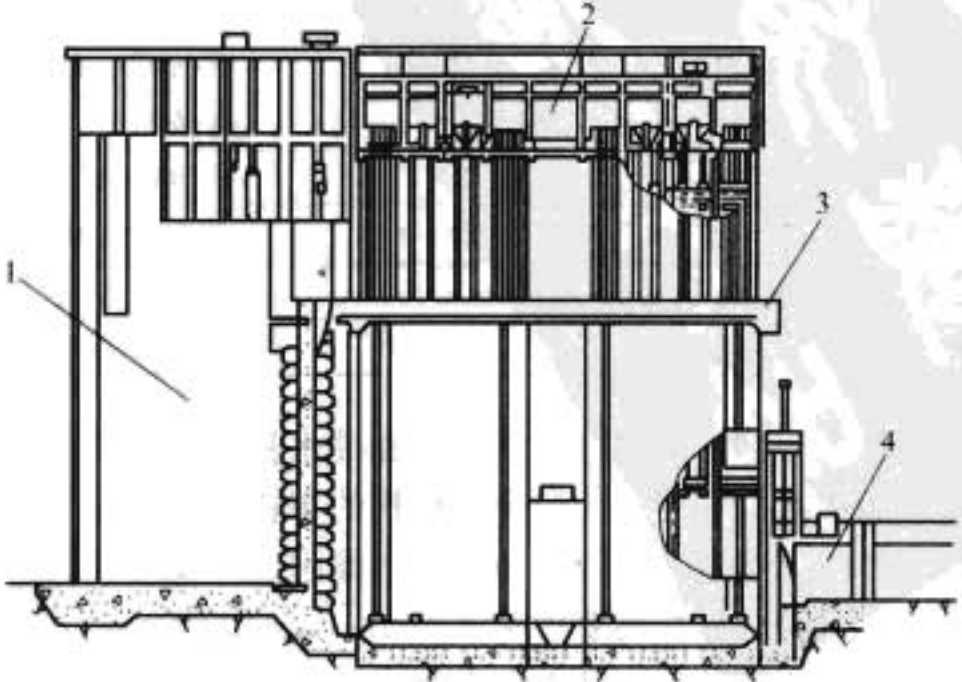


图 1.7-6 三峡升船机布置图

1—上闸首;2—主提升机;3—承船厢;4—下闸首

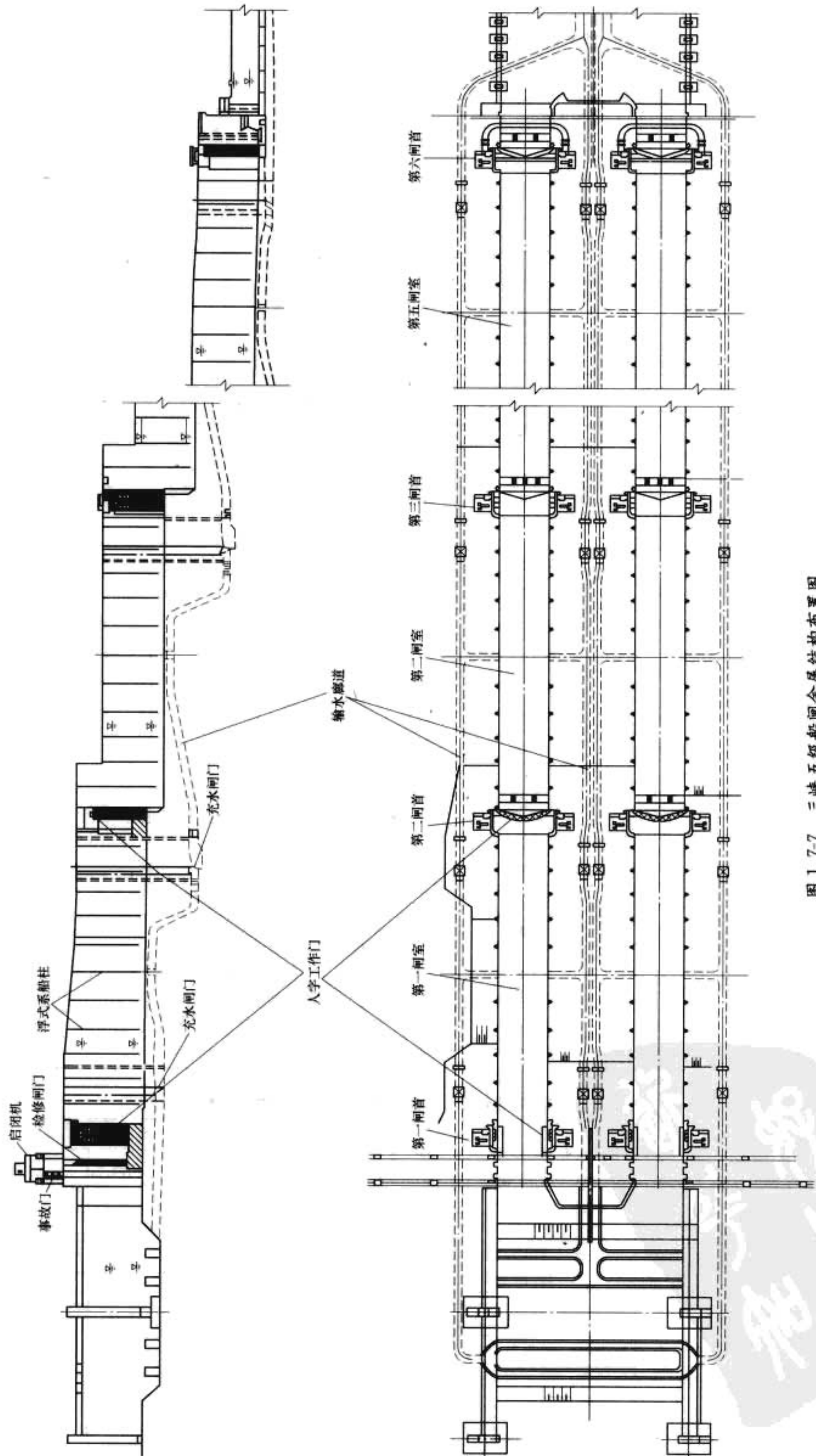


图 1.7-7 三峡五级船闸金属结构布置图

表 1.7-5 国内外部分高水头多级船闸尺度及水头表

国 名	河流名称	船闸名称	总水头 (m)	船闸级数	闸室尺寸 (m)			布置型式	建成年份
					宽度	长度	门槛水深		
巴拿马	巴拿马运河	加通船闸	25.9	3	33.5	305	13.7	连续式	
巴拿马	巴拿马运河	米瑞扶洛尔	25.9	3	33.5	305	13.7	带中间渠道	
南斯拉夫—罗马尼亚	多瑙河	铁门	34.4	2	34.0	310	4.5	连续	1972
前苏联	额尔齐斯河	布赫塔明	68	4	18.0	100		连续式	1960
美国	惠勒梅脱河	福尔斯	61.6	4	12.2	64	2.0	连续式	
中国	闽江	水口	57.36	3	12.0	160	2.5	连续式	
中国	沅水	五强溪	60.9	3	12.0	136.5	2.5	连续式	
巴西	托康挺斯河	图库鲁伊	72.8	2	33.0	210	6.5	带中间渠道	
巴西—巴拉圭		伊泰普	107	4	15.0	100			
中国	长江	三峡	113	5	34	280	5.0	连续式	2003

表 1.7-6 国内外部分高水头单级船闸尺度及水头表

国 名	河流名称	船闸名称	总水头 (m)	闸室尺寸 (m)			建成年份
				宽度	长度	门槛水深	
美国	田纳西河	肯塔基	22.86	33.5	183	3.4	1962
前苏联	卡马河	伏特舍	23.00	30.0	240		
美国	田纳西河	劳顿堡	24.31	18.3	110	3.6	1943
法国	罗纳河	东泽雷	26.00	12.0	195		1952
美国	恰塔贺齐河	瓦德乔治	26.82	25.0	137	4.0	1962
中国	长江	葛洲坝 1、2 号	27.00	34.0	280	5.0	1981
中国	长江	葛洲坝 3 号	27.00	18.0	120	3.5	1981
美国	哥伦比亚河	马克纳里	28.04	26.2	206	6.0	1953
美国	田纳西河	新威尔逊	30.48	33.5	183	3.7	1959
美国	斯内克河	小鹅	30.80	26.2	206	4.6	1970
美国	斯内克河	下纪念碑	31.39	26.2	206	4.6	1959
中国	赣江	万安	32.50	14.0	175	2.5	1989
巴西	圣佛兰西斯科	索布拉廷诺	32.50	17.0	200		
前苏联	美法河	巴甫洛夫	33.00	15.0	120	2.0	1959
美国	哥伦比亚河	约翰德	34.44	26.2	206	4.6	1968
葡萄牙	杜罗河	卡朗巴特洛	34.50	12.0	85	4.25	1968
前苏联	第聂伯河	第聂伯列宁	38.00	18.0	290	3.0	1982
前苏联	额尔齐斯河	石山口	42.00	18.0	100	3.0	1954
美国	库色河	波尔丁	39.60	25.6	183		

表 1.7-7 国内外部分高水头船闸闸门及启闭机主要参数表

国 名	船闸名称	最大水头 (m)	闸室尺寸 (m)			下闸首工作门			建成年份
			宽	长	槛上水深	门型	门高 (m)	机型	
美国	艾森豪威尔	15.7	24.4	244		人字门	25.98	机械	1958
美国	司纳尔	15.7	24.4	244		人字门	25.98	机械	1958
美国	圣安东尼福尔	15	17	137		人字门	20.42	液压	1963
美国	达莱斯	27.6	26.2	206	4.6	人字门	32.76	机械	1957
美国	约翰德	34.44	26.6	206	4.6	垂直提升平板门	34.44	卷扬	1968
美国	马克—纳里	28.04	26.2	206	6.0	人字门	32.30	机械	1953
美国	冰港	31.39	26.2	206	4.9	垂直提升平板门	27.70	卷扬	1962
美国	下纪念碑	31.39	26.2	206	4.6	垂直提升平板门	25.85	卷扬	1969
美国	马克兰 (主船)	16.67	33.5	365		人字门	17.98	油缸齿轮	1963

续表

国 名	船闸名称	最大水头 (m)	闸室尺寸 (m)			下闸首工作门			建成年份
			宽	长	槛上水深	门型	门高 (m)	机型	
美国	老西考里	18.28	25.6	122	4.0	人字门	24.23	油缸齿轮	1954
美国	巴克来	22.25	33.5	244	3.4	人字门	28.15		1961
美国	新威尔逊	30.48	33.5	183	3.7	人字门	36.21	机械	1959
美国	肯塔基	22.86	33.5	183	3.4	人字门		机械	1962
美国	瓦德乔治	26.82	25	137	4.0	人字门	32.92	液压	1962
美国	贺尔特	19.38	33.5	204	3.7	人字门	25.48	液压	1960
中国	葛洲坝 1、2 号	27	34	280	5.5	人字门	34.55	机械	1981
中国	葛洲坝 3 号	27	18	120	3.5	人字门	32.50	机械	1981
中国	万安	32.5	14	175	2.5	人字门	36.25	液压	1989
中国	桂平	11.09	23	190	3.5	人字门	25.00	液压	1989
中国	水口	57.36	12	160	2.5	人字门	19.10	液压	
中国	五强溪	60.9	12	136.5	2.5	人字门	23.00	液压	
中国	三峡	113	34	280	5.0	人字门	38.5	液压	2003

表 1.7-8 国内外高水头升船机主要参数表

国名	工程名称	升船机型式	驱动方式	承船厢有效尺寸 [长(m)×宽(m)×水深(m)]	过船吨位 (t)	提升高度 (m)	建成年份
德国	尼德芬诺	平衡重垂直	大螺杆安全装置 齿轮齿条爬升	85×12×2.5	1000	36	1934
俄罗斯	克拉斯诺雅斯克	带转盘双向斜面	液压马达驱动齿轮	90×18×2.2	2000	101	1976
比利时	隆库尔	双线纵向平衡重式斜面	摩擦卷筒提升	91×12×3.7	1350	67	1976
比利时	斯特勒比	双线平衡重式垂直	卷扬式提升	112×12×4.3	1350	73	安装中
德国	新亨利兴堡	双浮筒垂直	双浮筒式提升	90×12×3	1350	14.5	1962
德国	吕内堡	双线平衡重式垂直	大螺杆安全装置 齿轮齿条爬行	100×12×3.5	1350	38	1975
法国	阿尔兹维累	双船厢横向斜面	卷扬式提升	40.4×5.22×2.527	350	44.6	1967
中国	丹江口	移动式垂直	卷扬式提升	33 (24) ×10.7×0.9	150 (300)	45	1973
中国	丹江口	双向下水斜面	卷扬式提升	33 (24) ×10.7×0.9	150 (300)	41	1973
中国	隔河岩	全平衡垂直	卷扬式提升	42×10.2×1.7	300	40/82	1985
中国	水口	全平衡垂直	卷扬式提升	114×12×2.5	2×500	57.36/59	2002
中国	岩滩	下水式垂直	卷扬式提升	40×10.8×1.8	250	63.7/68.5	2000
中国	三峡	全平衡垂直	大螺母齿轮齿条爬升	120×18×3.5	3000	113	建设中

2 主要金属结构布置与设计

2.1 拦污栅

2.1.1 拦污栅布置

拦污栅一般布置在水电站的进水口处（对抽水蓄能电站而言，此进水口为一般水电站的尾水管道）用以拦阻可能进入引水道内的杂物，如树枝、杂木、水草及浮冰等，以保护水轮机、闸阀门及管道等设备的正常运行。设置拦污栅应根据电站的重要性、杂物的性质、数量及对拦污栅的要求来考虑，从布置上尽可能利用水流流向及有利的地形位置等条件，尽量避免和减少杂物在拦污栅前沿积聚，并使过栅水流平顺、阻力损失小、清理方便，以及便于安装、检修和更换。为了保证拦污栅能安全可靠的工作，拦污栅结构必须具有足够的刚度和强度。国内电站栅条断裂、栅体变形以及焊

缝开裂等事例不少，值得总结。

拦污栅的布置取决于水电站进水口的形式，当进水口位于坝面而杂物不多时，拦污栅布置与坝身平行而不伸出坝外，栅面可以是垂直也可以是倾斜。当进水口为了获得较大的过水面积和降低过栅流速而采用拱形进水口时，拦污栅布置在平面上是呈多边形（折线）或曲线形（拱形）。当水电站进水口为伸入到水库中的进水塔时，拦污栅则沿塔身周围布置，在平面上呈多边形，在立面上则常为直立式。当进水口为多孔时，也有将各进水口的拦污栅采用连通式或分段连通式布置，使各进水口的水流在拦污栅后互相连通。

拦污栅设在进水口的首部，位于检修闸门和事故闸门的 上游，一般设置一道拦污栅，但在某些杂物较多而又不便于设置机械清理的深式或浅式进水口，可以设置两道拦污栅，便于轮换提出水面清理杂物。也有的进水口为了减缩其长度而将拦污栅和检修闸门共用一槽的（但不能与事故检修门共

槽),在正常运行时在槽内置放拦污栅,电站设备需要检修时,将拦污栅提出门槽后置放检修闸门。这种布置缩短了进水口的长度节省了一道栅槽,但也增大了检修闸门的尺寸,运行颇为不便。

拦污栅分为浅式进水口与深式进水口两种。浅式进水口拦污栅多布置在引水式电站与河床式电站中,易受冰冻和漂浮物堆积的影响;深式进水口拦污栅多将拦污栅垂直放置,对栅前堆积的杂物可采用抓斗式清污机进行清理,当拦污栅采用倾斜设置时,它与水面夹角一般为 $70^{\circ}\sim 80^{\circ}$,采用耙斗式清污机进行清理。

拦污栅可做成固定式和活动式。对多泥沙多杂物的河流,宜将拦污栅做成活动的,以便于检修和更换。

2.1.2 拦污栅的设计

拦污栅设计包括栅体结构与栅槽设计。拦污栅栅体结构是由栅条和支承框架(梁系结构)所组成,栅条拦阻杂物并将其荷载传给支承框架,再传至埋设件。栅条一般由扁钢制成(现在已可向钢厂订货圆头扁钢以顺水流),栅条厚度 $6\sim 12\text{mm}$,栅条高度不宜大于70倍栅条厚度。支承框架包括主横梁、起重桁架、边梁与支承行走部分等,拦污栅支承一般采用滑动支承。在大中型电站中由于拦污栅高度较大,为便于安装及运输,可分节设置,每节高度 $3\sim 6\text{m}$ 左右,节与节之间的连接可在边梁腹板上用铰轴通过连接板相连,并应考虑起吊拦污栅时的锁定装置。

拦污栅设计荷载一般是按拦污栅上被杂物局部堵塞而形成的水位差来计算的,水位差常选用 $2\sim 4\text{m}$,特殊情况下不超过 6m 。栅体设计除应充分满足强度与刚度以及流激振动要求外,其结构断面形式应尽量减少水头损失,如将栅条头部作成圆头,梁系断面形成流线型等,栅条间距应根据水轮机的类型和尺寸以及污物性质、数量确定,一般大中型电站不大于 200mm 。

拦污栅槽内的埋设件主要由支承轨道、反轨、侧轨、底槛和栅槽护角组成。设计原则与平面闸门门槽相似,可按钢闸门设计规范进行设计。由于栅槽尺寸往往较小,设计者经常将主反侧向轨道设计成一体进行制作,可减少安装中的变形量。

2.1.3 拦污栅的清理

为了保证水轮机的正常运行,必须防止杂物堆积在拦污栅上,对于有大量杂物河流上的水电站,其进水口应装设清污设备,以便有效地清除贴附于或悬浮在拦污栅处的污物。目前采用的措施有拦、清、排等方法。设计时应根据各电站的具体情况,杂物的性质、数量等综合考虑。

2.2 闸门

2.2.1 闸门布置

位于泄水建筑物中的闸门,应保持水流平顺,尽量避免出现门前横向流和漩涡,门后淹没出流和回流等现象;对高水头深孔闸门应使闸门及门槽段获得良好的水力条件,避免出现闸门振动和门槽气蚀。引水发电系统的闸门,应按照机组保护的要求以及引水发电系统的布置特点,综合考虑闸门的布置、型式和操作运行方式。通航建筑物的闸门应满足船舶通航要求进行布置和选型。

2.2.1.1 表孔溢洪道闸门布置

表孔泄洪道工作闸门的上游,一般需设置检修闸门,检修闸门的型式通常可采用平面滑动闸门。中小型工程也可采用叠梁,当库水位每年有足够的连续时间低于闸门底槛,并能满足工作闸门的检修要求时,也可不设检修闸门。露顶式

泄流孔口的闸门前一般不设事故闸门,但对某些重要工程,必要时也可设置事故闸门。

表孔溢洪道工作闸门的选型,应根据电站的运行要求,闸门的工作条件、启闭机型式和技术经济指标等因素综合考虑,目前工程中普遍采用平面闸门和弧形闸门。当采用平面闸门时,其启闭机的操作机型有固定卷扬机和门式启闭机两种,如刘家峡电站表孔的布置为卷扬机,丹江口和三峡电站表孔布置为门机。当采用弧形闸门时,其启闭机机型布置通常有两类,一类是采用固定卷扬机,吊点设在门顶或门底,其启闭机布置在排架或坝面上,如陆水电站为前者,万安和乌江渡电站为后者;另一类则是采用液压启闭机进行操作,特别是20世纪90年代以后,大量采用了该种布置型式。还有一种将平面闸门与弧形闸门相组合的“上平下弧”双扉闸门的布置形式,即上层为平面闸门采用门式启闭机操作,特大洪水才开启泄洪,下层为弧形闸门采用固定卷扬机操作,作为一般洪水经常运用的通道,两门之间有水封连接,如葛洲坝电站二江泄水闸工作闸门的布置。

2.2.1.2 深式泄水孔闸门布置

深式泄水孔通常担负泄洪、排水、放空、排沙等重要任务。为保证工作闸门在高速水流条件下的安全运行,一般应设事故闸门。事故闸门的功用,除满足工作闸门所在水道的上游或下游发生事故时,能在动水中关闭孔口外,平时也可用于挡水或兼作检修闸门用。

深孔事故闸门的位置和门槽体形的选定,必须有利于所在水道或进口段水力学条件的改善,门槽一般可设于进口曲线段以内或进口上缘曲线段之外。也有采用进口无门槽的反钩式事故闸门布置形式,即在坝面设置闸门的行走支承及反向钩,作为闸门的正、侧、反向支承导向装置,其优点是进口曲线完整,有利水流,缺点是加大了事故闸门尺寸,也增加了闸门起吊设备布置上的困难。当深式泄水孔下游水位经常淹没底槛时,为了对水道及门槽埋件进行检修,应设置下游检修门,门型通常采用平面闸门或叠梁,也有采用浮式闸门的,如葛洲坝二江泄水闸下游为多孔共用的浮式检修闸门。排沙底孔进口段一般设置事故或挡水闸门,工作阀门往往设在出口,底槛低于下游水位时,也应设置下游检修闸门或叠梁。排沙孔道与门槽边界应光滑平整,并选用合宜的抗磨损衬护材料加以防护,试验表明,不锈钢复合钢板衬护材料,耐腐蚀性能较优。

深孔工作闸门的型式应根据闸门的操作水头、水工布置和运用条件等因素并通过技术经济比较确定,一般可选用弧形闸门、平面闸门以及各种阀门等。由于弧形闸门没有门槽,高速水流通过闸门段边界时,不易产生分离和漩涡,同时启闭力也小,因此弧形闸门作为深孔泄流控制设备比较有利。特别是当闸门孔口尺寸较大、且操作水头大于 50m 以上、有局部开启要求时,应尽量选用弧形闸门,国内已建工程的深孔工作闸门,也以弧形闸门居多。

深式泄水孔工作闸门的位置,通常设于有压短管的末端,门后接无压明流段。门前压力段宜保持有一定的收缩率,其进出口面积之比可为 $1.5\sim 1.7$,闸门启闭机室一般设于坝内,通常采用液压启闭机或固定卷扬机进行操作。

2.2.1.3 引水发电系统闸门布置

引水发电系统通常在进水口前缘除拦污栅外,依次布置检修闸门和事故闸门,出口则常为一道尾水管(洞)检修闸门。进水口检修闸门的型式通常选用平面滑动闸门,一般均在静水中启闭,采用坝顶门式启闭机启闭。进水口事故闸门是根据水轮机组或压力钢管的事故保护要求而设置的,当机

组发生事故而导水机构关闭失灵时,或当压力钢管发生意外事故时,事故闸门可实现快速紧急关闭,切断水流,以防止事故扩大;平时,当引水管道或机组检修时,亦可用于挡水兼作检修闸门。快速闸门的型式通常为平面闸门,操作机械通常选用液压启闭机。快速闸门的关闭时间,应满足对机组防飞逸和压力钢管保护的要求,一般为3~5min。启闭机应有就地操作和远方操作的两套系统,并应配有可靠的电源。

尾水闸门系用于挡下游尾水以便进行尾水管、水轮机等相应部位的安装和检修。门型一般为平面滑动闸门,采用尾水平台上门式启闭机静水启闭。

2.2.1.4 通航建筑物闸门布置

通航建筑物闸门与泄水建筑物、引水建筑物闸门相比,由于运用条件不同,它具有以下不同的特点:

(1) 运用比较频繁,如三峡、葛洲坝船闸每日过闸达20次以上。

(2) 闸门有开关门的时间要求,因过闸时间与货运量紧密相关,一般水工上对上下闸首工作闸门和充泄水廊道工作阀门均提出了开关门的时间要求。

(3) 闸门的布置有通航净空的限制和闸室净宽的限制。

因此船闸的上、下闸首,充泄水廊道的闸门和启闭机均要适应这些特点。

上、下闸首应设置工作闸门和检修闸门,位于重要水利枢纽或重要航道上的船闸,因闸门失事可能引起严重后果,上闸首尚需设可在动水条件下关闭的事故检修闸门。如葛洲坝1号船闸事故门采用固定卷扬机平时锁定在通航净空以上,而三峡与葛洲坝2、3号船闸则是采用桥机将事故门横移至闸首左侧门库内。

充泄水廊道除了设有工作阀门外,在其上下游侧均设有检修阀门。廊道进水口处还应设有拦污栅。

为了防止船只进出控制失灵,撞击下闸首工作闸门造成事故,有的船闸必要时在下闸首门前还设有专门的防撞设施或警戒线装置。

在闸室两侧墙上应设可随闸室水位升降的浮式系船柱或不同高程处布置固定式系缆桩,供船只在闸室内充泄水时系缆使用。

船闸的闸门和阀门是船闸运转的关键金属结构设备,其型式选择应根据船闸通过能力、通航净空、孔口尺寸、运行水位、水力学条件和环境条件,以及水工结构布置、设备制造安装和维护管理诸因素进行综合分析,经过技术经济比较后选定。但在同一条河流相邻的梯级船闸或同一个枢纽的多级船闸,在船闸规模相近条件下应使其闸阀门及启闭机设备类型尽可能统一,便于运行操作管理和维护管理。

纵览近代已建和在建的我国与国外部分高水头船闸资料,上、下闸首工作闸门广泛地采用了人字闸门,高水头充泄水廊道工作阀门多数采用反向弧形阀门;中小型低水头船闸上下闸首除采用人字闸门外,有的还采用横拉门、下沉与提升平面闸门、三角门等多种门型,充泄水廊道较多采用平面阀门。

高水头大型人字闸门的启闭机主要有三种类型:①卧式摆缸液压启闭机;②电力驱动四连杆式扇齿轮启闭机;③液压缸驱动四连杆式扇齿轮启闭机。通常这些启闭机布置在闸首顶面两侧。对中、小型低水头船闸人字门大都采用液压缸直推式启闭机,早期船闸也有采用钢丝绳卷扬机启闭闸门的方式,但基本上均已淘汰了。

高水头船闸充泄水工作阀门均采用竖缸式液压启闭机且布置在闸顶,通过吊杆与阀门连接,对低水头中小型船闸的

充泄水工作阀门也有采用固定卷扬机或台车式启闭机操作的。

船闸上闸首事故检修门一般选用平面闸门,当水位变幅较大时,尚需布置叠梁来适应。其启闭机均采用桥式启闭机,通过自动挂勾梁与闸门或叠梁连接,便于进行水下自动脱挂勾。船闸下闸首检修闸门一般采用浮式闸门或叠梁式平面闸门。浮门可由拖轮加门上绞车就位,叠梁则需配备专用吊车启闭。

垂直升船机国内采用卷扬式平衡重的形式居多,如广西大化升船机、福建水口升船机、湖北隔河岩升船机、湖北高坝洲升船机等,而采用螺杆式平衡重升船机在国外德国尼德芬诺升船机与吕内堡升船机均属该种形式,目前三峡水电站也将采用长螺母柱短螺杆式的平衡重升船机。两种机型均为全平衡而提升方式和事故安全装置不同。卷扬式靠钢丝绳卷扬提升,螺杆式靠齿轨爬升。卷扬式靠夹轨制动保护,螺杆式靠螺杆与螺母接触锁紧制动保护。因此,主机系由船厢结构,提升系统与平衡系统组成,上、下闸首尚需设置工作闸门,并与船厢两端闸门对接密封、顶紧,使船厢与闸首工作面贴合,在两门间充水并开启船厢门与闸首门,船舶即可进出船厢。为了检修升船机室,其上下游尚需设置检修门与相应的启闭机。

斜面升船机分纵向与横向以及带平衡重式和不带平衡重式几种,国内丹江口电站斜面升船机就是不带平衡重式的纵向钢丝绳牵引斜面升船机,国外原苏联克拉斯诺雅斯克斜面升船机是目前世界上最大的不带平衡重式液压马达驱动的自爬式纵向斜面升船机,其船厢长90m,宽18m,水深2.2m,船厢加水总重8200t,升降高度达101m。斜面升船机上、下闸首的布置与垂直升船机相同,均需设置对接、密封及闸门等设备,满足船只进出船厢的通行要求。

2.2.2 闸门设计

对于泄水建筑物、引水建筑物的闸门设计,应按《水利水电工程钢闸门设计规范》进行,对于通航建筑物的闸门设计,应按《船闸闸阀门设计规范》进行。设计内容包括:材料选定、结构布置计算、零部件设计和埋件设计等。下面着重介绍设计中的有关主要问题:

2.2.2.1 平面闸门

平面闸门在泄水建筑物表孔深孔中以及引水建筑物中运用较为广泛,它具有结构简单,重量轻、抗振性能好、坝面布置紧凑和便于检修维护等优点,但随着运行水头的增加,特别是泄水建筑物的深孔孔道,由于水头增加,流速随之加大,表现在闸门水力学、支承型式、止水布置方面的问题比较突出,与表孔相比将起到质的变化,因此在设计上应予以充分重视,认真总结经验,进行设计。

(1) 闸门水力学。通常认为,平面闸门当工作水头在10m以下时,门槽一般不产生空蚀,闸门下游只要是明流出流,也不存在闸门底缘的补气等水力学问题,但有关资料报导,当过水孔道流速超过15m/s时,孔道及门槽就需采用钢板衬护,而当流速超过25~30m/s时,则需采用不锈钢衬护,这方面在国内科研院所的模拟试验也得到了验证。因此在设计门槽时,不宜采用矩形门槽,而应通过模型试验,选用合宜的门槽。如图1.7-8所示,当宽深比 $W/D=1.5\sim 2.0$ 、错距比 $\Delta/W=0.05\sim 0.08$ 、斜坡 $\Delta/X=1/10\sim 1/12$ 、圆角半径 $R=30\sim 50\text{mm}$ 时较优,门槽初生空穴数 $K_1=0.4\sim 0.6$ 。同时闸门底缘布置,对工作闸门和事故闸门下游倾角应不小于 30° ;当不能满足 30° 要求时,应采取适当补气措施;对于部分利用水柱的平面闸门,其上游倾角不应小于 45° ,宜采用 60° ,如图1.7-9所示。

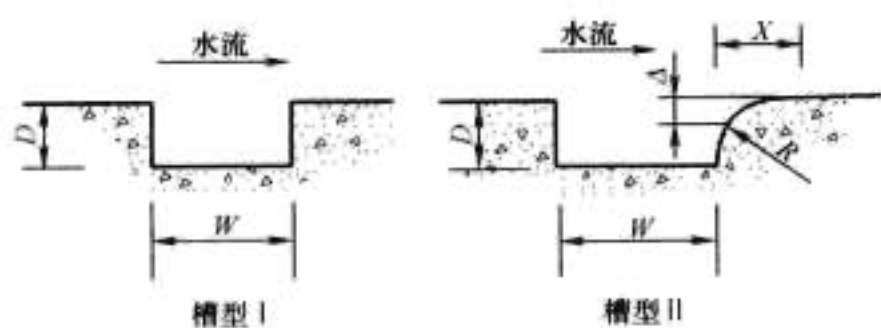


图 1.7-8 门槽宽深比图

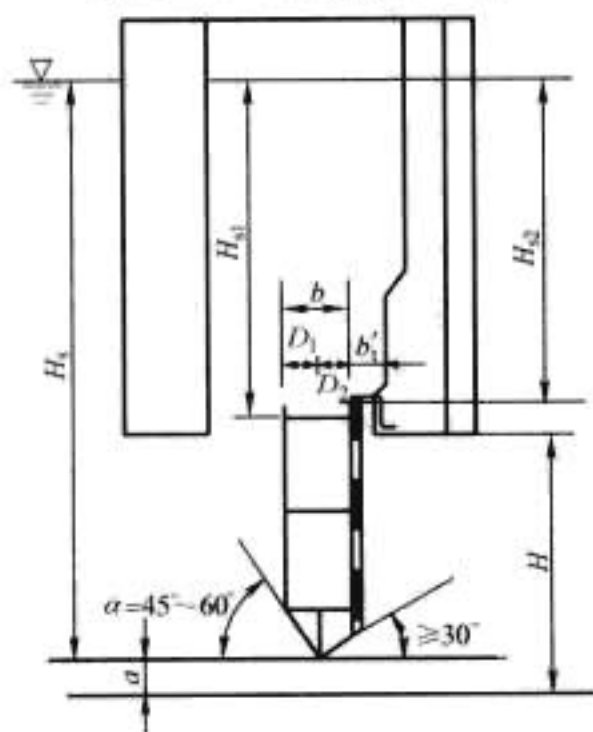


图 1.7-9 闸门底缘布置图

为避免深式泄水孔道中的门槽水力学这一难题，人们进行了大量的研究工作，提出了无门槽的反钩闸门型式，见图 1.7-10。反钩闸门顾名思义就是在过水孔道中不设置门槽，而将闸门布置在其进水口上游坝面处，采用反钩作导向控制闸门运行，即依靠闸门上设置反钩，在埋件上设置较小且不影响流态的反钩槽，反钩在反钩槽内上下滑动，利用反钩槽进行导向，使闸门顺利启闭。反钩闸门一般可设置在引水建筑物、泄水建筑物孔道的进口或出口部位，可用作检修门或事故门。无门槽反钩门是一种独特的平面闸门型式，它最大优点是避免了在过水孔道中设置门槽对水流的不利影响。如丹江口电站、万安电站、隔河岩电站均作为深孔进口事故检修闸门使用，而三峡电站则作为检修闸门使用，运行良好。

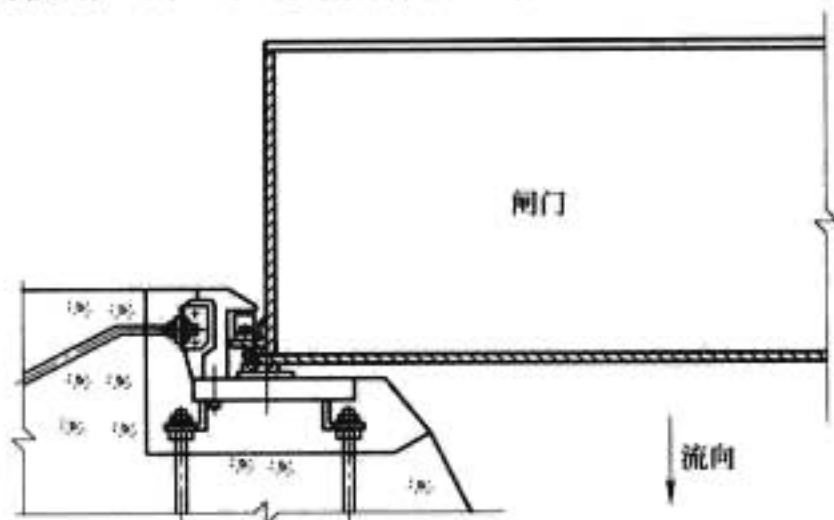


图 1.7-10 反钩闸门布置图

(2) 闸门支承。平面闸门支承型式主要有滑动支承与滚动支承两种。滑动支承在早期广泛采用胶木滑道，后到 20 世纪 80 年代发展到采用钢基复合材料支承，系引用国外 D_0 、 D_x 复合轴承材料进行研制开发，形成了我国 GS-2 与 SF-3 等系列产品。丹江口电站表孔平面闸门采用了 GS-2B 支承材料替换原胶木滑道支承，取得了较好的效果，原型观测表明，摩擦系数稳定在 0.04~0.08 之间，抗压强度 $>30\text{kN/cm}$ ，平均磨损率 $0.02\text{mm}/100\text{m}$ 。GS-2B 材料的缺点是表层较脆，易遭埋件上的尖刺或棱角刮伤，因而对埋件制造精度特别是接头错位要求较高，操作起吊时要防止滑道碰撞埋件以免造成损伤。当线压强 $<30\text{kN/cm}$ 的闸门，有

些工程还使用增强聚四氟乙烯尼龙滑块。近年来还有一些工程的工作闸门和事故闸门支承滑道还采用了与 GS-2B 材料性能近似的钢基铜塑镶嵌自润滑复合材料和钢基铜塑钉板型自润滑复合材料。

滚动支承最大的优点就是摩擦系数小，闸门在动水工况下启闭时的启闭力也就小，但滚动支承也受到轮子的轮压限制。目前定轮闸门的轮子由直径 $\phi 1.1\text{m}$ 、轮压 2600kN 已发展到轮径 $\phi 1.45\text{m}$ 、轮压 8250kN 。三峡电站深孔事故门设计轮压 4100kN ，最大试验轮压 5000kN ，采用轮径 $\phi 1000\text{mm}$ ，计算结果表明滚轮的接触应力强度是安全可靠的。但在选用材料和热处理工艺上要相适应，通过研究，滚轮材料选用 35CrMo 锻钢、埋件主轨材料选用 ZG42CrMo，并进行相应的热处理，表面进行淬火，淬硬层深度应大于轮缘最大剪切应力峰值处，要求淬后表面硬度达到 HB300~330（轨道表面 HB 略大于轮缘表面 50 左右），淬硬层深度 15mm，梯度 0.8（实测深度 18~26mm，梯度曲线均匀）。

(3) 闸门止水。止水装置是闸门重要的部件之一。止水不严，会使水库增加渗漏，甚至会使闸门产生强烈振动，低温时漏水，会引起结冰，将使闸门操作困难。

止水布置根据使用工况，可布置在闸门上游面或下游面，一般轮式支承为避免轮子及其轴承长期浸泡在水中而引起锈蚀，水封布置在上游面；需利用水柱重下落的闸门，为形成水柱压力，水封则布置在下游面；总之，根据闸门的使用工况和需要来布置，并按水头大小考虑水封的型式。水封的型式可按我国水工钢闸门设计规范水封产品附录选用。

2.2.2.2 弧形闸门

弧形闸门是水电站中普遍采用的门型之一，具有结构简单、启闭力小、操作简便、水流条件好等优点，适用于泄水建筑物上作为工作闸门之用，如图 1.7-11 所示。

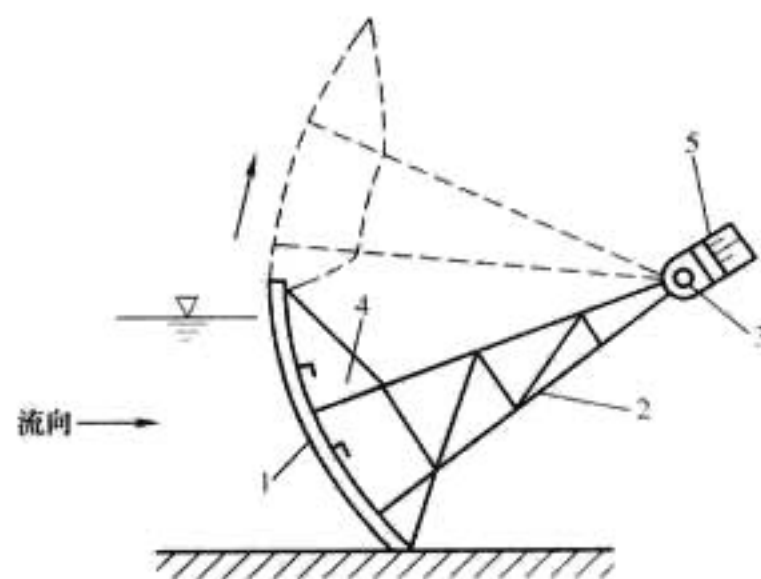


图 1.7-11 弧形闸门结构示意图

1—面板；2—支臂；3—支铰；4—主梁；5—牛腿

(1) 结构布置。弧形闸门有露顶式和潜孔式两种。露顶式弧形闸门面板曲率半径 R 一般可取门高的 1.1~1.5 倍，潜孔式弧形闸门面板曲率半径 R 可取门高的 1.2~2.2 倍。弧形闸门的支铰位置应尽量布置在不受水流及漂浮物冲击的高程上。对于溢流坝上的露顶式弧形闸门其支铰位置一般可布置在 $1/2H \sim 3/4H$ 附近（ H 为门高），并高于该处最高泄洪水面线；对于潜孔式弧形闸门支铰位置则可布置在 $1.1H$ 以上，并使支铰不直接受水流冲击。

弧形闸门的结构设计必须保证结构具有足够的强度和整体刚度。对于表孔弧形闸门，要特别注意支臂刚度和稳定问题，国内个别电站表孔弧形闸门支臂失稳破坏的实例，均为支臂刚度相对较弱所致。

弧形闸门门叶的结构布置主要有主横梁式和主纵梁式，支臂主要有直支臂和斜支臂两种，在表孔弧形闸门当门叶较

高时,可采用三支杆桁架结构的支臂结构型式。总之,除了考虑受力传递外,还要考虑制造分块,便于安装,减小变形。三峡电站深孔弧形闸门,孔口尺寸与设计水头为 $7\text{m}\times 9\text{m}-85\text{m}$ (宽 \times 高一水头),为纵梁式直支臂结构,考虑了运输因素,门叶纵向分为两块,机加工后采用高强螺栓连接加面板水密焊,支臂超长部分杆件也采用分段法兰连接,大大方便了安装,减小了焊接变形。

(2) 支铰结构。支铰是弧形闸门传递水压力荷载给混凝土的支承结构,一般采用铸钢件,对于直支臂通常采用圆柱铰,对于斜支臂为了解决斜支臂产生的轴向力和各种原因产生的偏移,采用球面滑动轴承应该是今后发展的方向,另外为减小水压力作用点对闸墩的力臂,也有采用锥形铰的结构型式。不论采用圆柱铰还是球形铰,在润滑方面,现已多采用自润滑轴承了。国外早已有成熟的产品和运行的经验,国内也在研制开发,并逐渐走向成熟。三峡电站泄洪深孔弧形闸门支铰采用圆柱铰自润滑滑动轴承。支轴直径 $\phi 800\text{mm}$,最大轴承静载 36000kN 。排漂孔弧形闸门支铰采用球形铰自润滑滑动轴承,轴径 $\phi 630\text{mm}$,最大轴承静载 31000kN 。小浪底电站孔板洞偏心铰弧形闸门采用滚动轴承,轴径 $\phi 1060\text{mm}$,单铰负载 $38\,540\text{kN}$ 。水布垭电站放空洞偏心铰弧形闸门采用滚动轴承,轴径 $\phi 1000\text{mm}$,单铰静载 $49\,500\text{kN}$ 。

(3) 止水型式。表孔弧形闸门止水布置相对比较简单,侧止水大多选择L型橡皮止水,或 $\phi 45\text{mm}$ 小头P型止水,相对其柔性较好,靠水压力可以压紧在埋件止水板上,但需注意局部漏水,以防止发生震动,甚至发生剧烈响声,如崂山闸多孔低水头弧形闸门,就属止水漏水引起的振动响声。

对深孔弧形闸门来说,大多数要求局部开启,其顶水封布置,除了闸门全关时要止水外,在闸门启闭过程中还要求止水,防止门顶射水,因此,一般布置两道顶水封,一道在门上,一道在门楣胸墙上,如丹江口电站深孔弧形闸门。三峡电站深孔弧形闸门门上为P型,门楣胸墙上布置一道铰链式防射水装置,靠弹簧钢板及橡皮压紧面板,靠支承轮限位。

深孔弧形闸门侧水封为方头P型止水,P型水封与侧顶止水座板接触面,贴有聚四氟乙烯薄膜,以减小摩阻力。底水封一般均为平板型橡皮。最好布置成与底坎垂直状态。

2.2.2.3 人字闸门

人字闸门是船闸中普遍采用的一种闸门型式。

人字闸门系由两扇各自围绕其端部竖直轴旋转的闸门组成。当开启时,门扇各自转到闸首两侧闸墙的门龕内;关闭时,两扇门旋转到航道内,端部互相支承,在平面上形成“人”字形,并组成三铰拱结构,如图1.7-12所示。

人字闸门的每扇门可做成平面式或拱式的。由于平面式的门扇轴线与三铰拱的压力线不能一致,每一门扇将受到轴向压力与弯矩的联合作用。而拱式门扇由于其轴线与三铰拱的压力线相重合,门扇只承受轴向压力而无弯矩作用,因而材料较省,但由于要求闸墙门龕尺寸较大,门体制造、安装较复杂,造价也贵,目前较少采用。

按照门扇的梁系布置特征,平面式人字闸门又可分为横梁式和竖梁式两种。当门扇高度较大,超过门扇宽度时,一般均采用横梁式。当门扇高度小于宽度或门扇高度为闸室有效宽度的 $0.4\sim 0.5$ 倍时,可采用竖梁式。一般以横梁式用得最多。

横梁式人字闸门是由承重结构、支承设备、止水、安全保护设备及工作桥等组成。承重结构包括面板、次梁、主

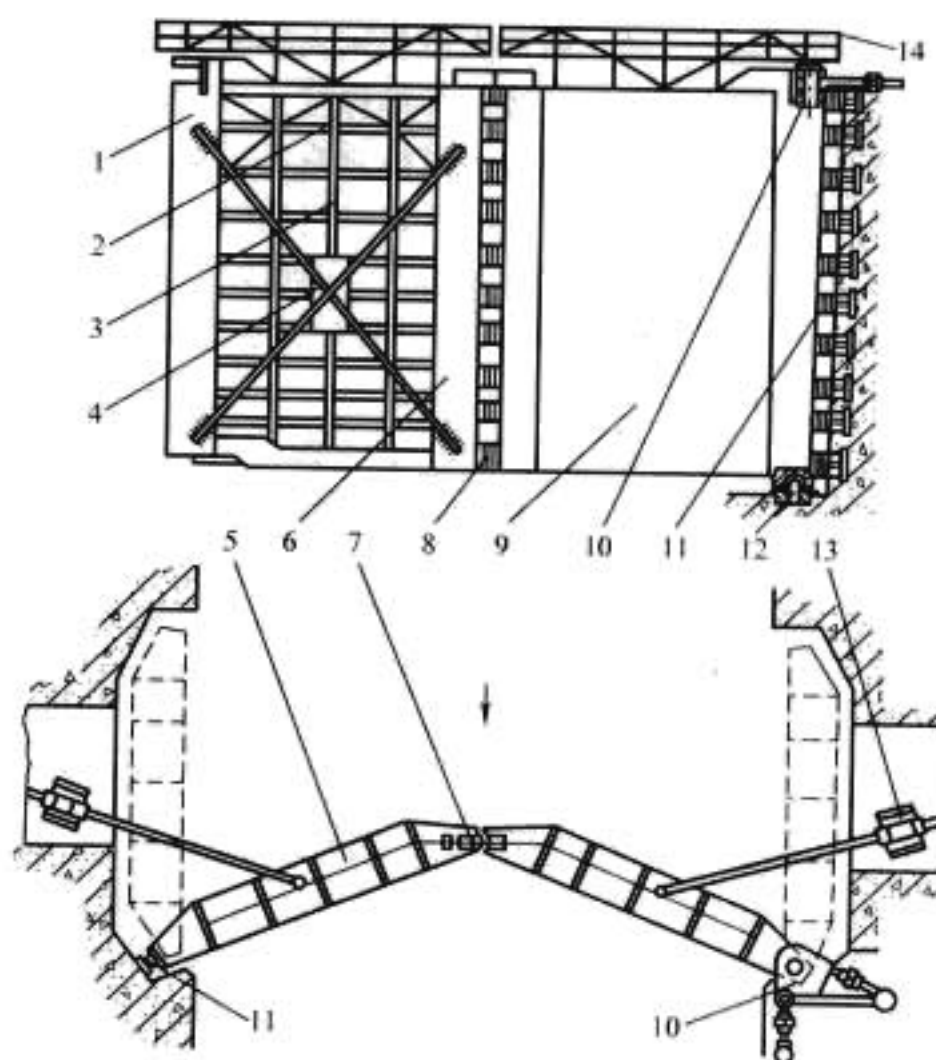


图 1.7-12 横梁式人字闸门结构示意图

- 1—门轴柱; 2—主梁; 3—隔板; 4—斜杆(背拉杆); 5—次梁;
6—斜接柱; 7—导卡; 8—支垫; 9—面板; 10—顶枢;
11—门轴柱支枕垫; 12—底枢; 13—液压启闭机; 14—工作桥

梁、隔板、斜接柱、门轴柱以及斜杆等。面板、次梁、隔板、主梁共同组成梁系结构,承受水压产生的弯矩和三铰拱作用的轴向压力。斜接柱和门轴柱则将梁系结构连成闭合框架,以保持门体具有足够的刚度。斜拉杆既是联系构件,又是减少门扇变形和扭转变位的重要支撑。支承设备包括底枢、顶枢、支垫、枕垫和导卡等。顶、底枢是支承闸门重量、保证门扇旋转、防止门扇倾倒的设备。支、枕垫起铰支承的作用,传递三铰拱作用的轴向力。导卡用来保证两扇门关闭到位准确,防止门扇间产生相对错位。安全保护装置包括锁定设备,防护木及支承、限位装置等。

在人字闸门设计中,人字门轴线与船闸横轴线的夹角 Q 和门叶旋转中心的确定,将直接影响人字门结构布置和人字门的正常运行。夹角 Q 值一般可取 $20^\circ\sim 22.5^\circ$,国内西津船闸与富春江船闸人字门夹角 Q 为 20° ,国外斯大林格勒船闸也为 20° ,而国内泗阳船闸、宿迁船闸、葛洲坝船闸与三峡船闸均为 22.5° ,夹角大一些可减小闸门对闸墙的推力和承压条的线压强,但闸门主梁高度需适当增加,以提高闸门的抗扭刚度,闸门重量略有增加。门叶旋转中心的最佳位置,其原则是使门轴柱上的支枕垫块在闸门进入全关位置时,能迅速与枕垫块接触,使底枢不承受人字门挡水时的拱推力;而在人字门开启时,又能迅速脱离,使顶枢和底枢恢复它在门叶旋转状态时的支承作用。该偏离值 e 一般采用 $30\sim 100\text{mm}$,葛洲坝船闸与三峡船闸均取 100mm 。

横梁式人字闸门的主横梁高度,可根据门扇高度、宽度和荷载情况确定,规范建议取门宽的 $1/8\sim 1/12$ 。葛洲坝船闸为 2700mm ,适当增加主横梁高度,虽可提高闸门的整体刚度与抗扭刚度,但要解决闸门在启闭过程中的抗扭刚度问题,还必须在闸门下游面设置预应力背拉杆,通过螺母调节,使主杆与副杆达到设计的预应力值,才能使闸门在启闭过程中,门扇变形小,达到增强抗扭刚度的目的。

人字闸门的顶枢结构主要有两种型式,一种是铰接框架式顶枢,用花兰螺母调整;另一种是由用楔块调整受力的两拉杆(A、B杆)组成。万安船闸顶枢为前者;葛洲坝与三

峡船闸顶枢结构为后者。通常大型船闸人字闸门采用楔块调整式顶枢。顶枢是防止门叶倾倒并能保证人字门绕铅垂轴旋转的上部支承结构,人字闸门枢轴线垂直度可通过顶枢调整达到规定值。顶枢A、B杆设计荷载应包括门扇自重、闸门梁格内可能产生的淤沙重量、开关时门前后产生的水压力、风压力和启闭机推拉杆作用力等。顶枢的设计荷载尚应乘以冲击系数1.1~1.2。

底枢是人字闸门的重要部件,它主要承受门扇的自重以及由于自重而产生的水平推力,作用在门扇上的水压力只通过支、枕垫传到闸墙,要防止底枢受过大的横向水平荷载。底枢结构有固定式与微动式两种。三峡船闸采用前者。底枢应具有良好的润滑系统,近年来已开始采用自润滑球形轴瓦。葛洲坝采用管路系统自动加油装置,三峡船闸采用自润滑球形轴瓦。

支、枕垫是人字闸门挡水时的主要支承结构,也是人字闸门组成三铰拱结构的铰点部件,它们分别布置在斜接柱、门轴柱和闸墙槽上。支垫设在门扇的斜接柱和门轴柱上,而枕垫设在闸墙槽内。水压力通过支、枕垫传给混凝土闸墙。支、枕垫有连续式和分块式两种。三峡与葛洲坝采用前者,万安船闸采用后者。连续式支枕垫还可兼作侧止水。支枕垫的衬垫下有调整间隙,便于安装时进行调整,保证连续支承的紧密接触,并能使斜接柱或门轴柱上的支、枕垫的接触点位于一条垂直线上。

2.3 钢管

2.3.1 钢管布置

2.3.1.1 明管

明管线路应避免可能滑坡或崩塌的地段,明管宜做成分段式,其间用支墩支承,转弯处宜设置镇墩,两镇墩间设置伸缩节,伸缩节宜设在镇墩下游侧。钢管穿过主厂房上游墙处,宜设软垫层。支座型式可选择鞍形滑动支座、平面滑动支座、滚动支座、摇摆支座等型式。钢管应布置排水沟、设置交通道。

2.3.1.2 地下埋管

地下埋管线路应选择地形、地质条件相对优良的地段。管道埋深及覆盖岩层厚度符合规范要求。排水措施必须安全可靠,宜能检修。

2.3.1.3 坝内埋管

坝内埋管的平面位置宜位于坝段中央,并考虑钢管对坝体稳定和应力的影响及施工干扰。钢管在穿越厂坝分缝处应考虑厂坝间不均匀变形等因素的影响。

2.3.1.4 钢衬钢筋混凝土管

钢衬钢筋混凝土管适用于布置在坝后式电站混凝土坝下游面的管道及引水式电站沿地面布置的管道等,平面位置宜位于坝段的中央。

2.3.2 钢管设计

对于引水建筑物的压力钢管设计,应按《水电站压力钢管设计规范》进行,包括材料选择、水力计算、结构分析、水压试验、安全监测等。

2.3.2.1 材料选择

选择压力钢管材料,需要考虑钢管规模、布置型式、运行条件、材料性能、工艺特性和经济指标等诸多因素,对大型压力钢管需作深入细致的研究。随着水电站规模的增大,大量使用高强钢是压力钢管的发展趋势,如广州抽水蓄能电站、西藏羊卓雍湖电站、三峡电站均采用了600MPa级的高强钢,十三陵电站采用了800MPa级的高强钢。高强钢对焊

接技术、制造安装提出了更高的要求,需采用相匹配的焊接材料,通过焊接工艺评定,确定适合的焊接参数。

明管、岔管的主要受力构件复杂,存在较大的轴向应力、环向应力和较大的局部应力,建议采用压力容器钢。压力容器用钢保证了钢板横向冲击韧性,进行100%超声波探伤,钢板出厂质量检验标准比低合金结构钢更高。

钢管焊接残余应力是分布复杂的三向应力,对塑性好的材料一般不影响结构的静载强度,但会降低焊接接头的抗疲劳能力,如钢板太厚,对静载强度也有一定的影响。规范规定16Mn、15MnV和15MnTi钢的结构厚度分别超过38mm和36mm时,应在焊后作消除焊接残余应力热处理,但对高强钢焊后作消应力热处理的厚度没有规定。而往往使用高强钢的钢管结构尺寸大,消应力热处理难度相当大,对调质钢消应力热处理如温度控制不好则会破坏钢的高强特性,需低于调质温度,所以对消应力热处理构件的条件,长期以来存有争议。日本在提供三峡600MPa级厚板材料时,不推荐焊后进行消除残余应力处理,但根据有关试验资料和专家意见,三峡钢管厚板(36~60mm)仍进行了焊后爆炸消除焊接残余应力处理。

2.3.2.2 结构分析

压力钢管在正常运行过程是承受内水压力的作用,除按规范进行强度验算外,由于压力钢管是一种薄壁结构,还需进行抗外压稳定的计算;加上制造、运输和安装施工条件的因素,保持钢管必需的最小刚度,对不同直径的钢管,都有一个最小壁厚的规定,也就是说,按各种工况计算得来的钢管壁厚,均不得小于最小壁厚。根据国内外资料分析:钢管直径 $\phi 6\text{m}\sim 10\text{m}$ 其最小壁厚不得小于14mm; $\phi 10.5\text{m}\sim 12\text{m}$ 其最小壁厚不得小于16mm。钢管的最小壁厚亦可按下列公式进行计算

$$\delta = \frac{D+800}{400}$$

式中: D 为钢管的名义直径,mm; δ 为最小的管壁厚度,mm。

明管宜计算钢管的固有频率,使之避开机组等的振动频率。地下埋管结构分析中应由钢管、混凝土衬砌、围岩共同承担内水压力,并考虑三者之间存在缝隙。外水压力、钢管与混凝土间的接缝灌浆压力、未凝固混凝土压力及管道放空时产生的负压,应全部由钢管承担。

坝内埋管应视为钢管、钢筋和混凝土组成的多层管共同承受内水压力(若外围混凝土最小厚度小于钢管半径,宜按钢管单独承载设计)。全部外压应由钢管承受,并按规范进行稳定分析。

钢衬钢筋混凝土管应按联合承载结构设计,由钢衬与外包钢筋混凝土共同承受内水压力。

2.3.2.3 岔管

当水电站的机组需要由一条引水钢管供给两台或两台以上机组所需的水量时,在压力钢管上就需要设置岔管或分支管,岔管的主要结构型式有月牙肋岔管、三梁岔管、球形岔管、贴边岔管及无梁岔管等。

岔管由薄壳(柱、锥、球)和加强梁系(或肋板)组成。可用结构力学方法进行计算,重要工程的岔管宜采用有限元方法进行整体结构分析,必要时还可做结构模型试验。岔管厚度及加强梁计算可按规范进行。

钢衬钢筋混凝土岔管设计可按钢衬与钢筋混凝土联合受力的设计原则进行。

对钢板较厚、结构复杂的岔管,宜进行消除焊接残余应

力处理,其目的是消除焊接残余应力,改善焊缝金属物理性能。某些大型岔管早期有采用整体热处理的,但比较费工费时,也受到炉子尺寸的限制。近期采用了爆炸消应力处理,收到了一定效果,如丹江口自备电站岔管和新疆托海电站岔管均采用了“爆炸消应力”。

2.3.2.4 伸缩节

伸缩节是水电站引水压力钢管的关键部件,其主要作用是使位于厂、坝或镇墩之间管段能自由伸缩或产生角变位,以适应由于温度变化或基础不均匀沉陷,释放管段的温度应

力和其他附加应力。

伸缩节有两种类型,一种是单向伸缩节,主要是轴向伸缩,以释放管段的温度应力;另一种是双向伸缩节,除了能轴向伸缩外,还允许伸缩节两端的管段作微小的角位移,从而也可以释放由基础不均匀沉陷引起的管段附加应力。

按照结构型式不同,伸缩节又可分为以下几种:

(1) 套筒式伸缩节有单向套筒和双向套筒,见图 1.7-13,是国内外已建或在建水电站引水管道中普遍采用的传统型式。

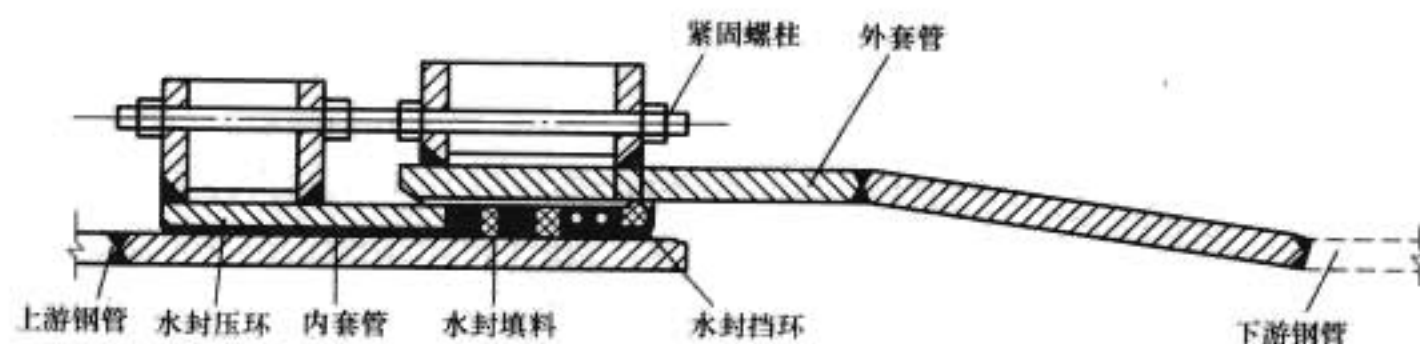


图 1.7-13 单向套筒式伸缩节

(2) 柔性伸缩节分外接式和内接式,见图 1.7-14 和图 1.7-15,在国外用于大型抽水蓄能电站的大直径压力钢管中。

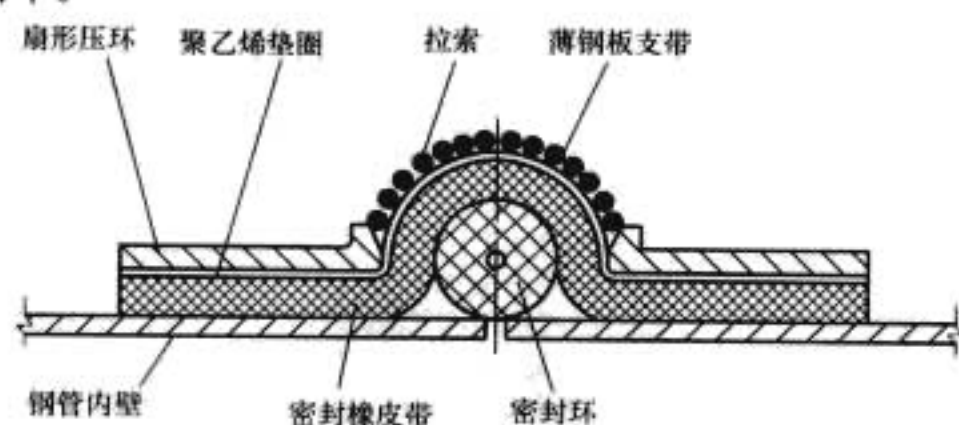


图 1.7-14 外接式柔性伸缩节

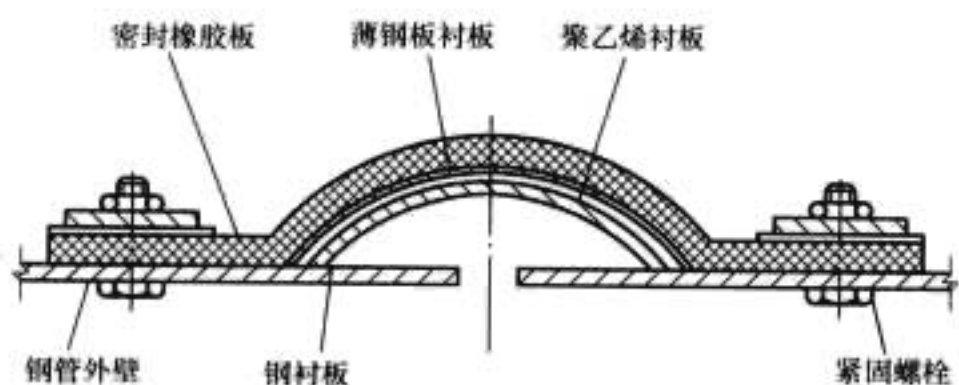


图 1.7-15 内接式柔性伸缩节

(3) 波纹管伸缩节,见图 1.7-16,具有安装调试方便,运行中免维护等特点,近年来已在国内外中小型水电站引水压力钢管上广泛采用。

(4) 套筒内加设波纹管式伸缩节,见图 1.7-17,目前已用于特大型压力钢管中。三峡电站采用了该种型式。这种伸缩节的结构型式是在套筒式伸缩节套筒内加设薄不锈钢板制成的波纹形水封(多层 U 形),从而使内、外套管之间形成双重水封系统,提高了伸缩节水封的可靠性。

2.3.2.5 水压试验

水压试验的目的是通过水压试验全面检查压力钢管的材料及焊缝可能存在的缺陷,检验钢管的强度,确保其安全运行。钢管设计规范提出明管、岔管宜作水压试验,并宜作整体试验。当管道较长,内压变化较大的钢管可作分段或分节水压试验。岔管水压试验宜在工厂内进行。水压试验压力应不小于 1.25 倍正常工作情况最高内水压力,也不小于特殊工作情况最高内水压力。应分级升压,在最大试验压力下,至少稳压 30min。

水压试验是一个向管内缓慢加压升压的过程,是一种静压试验,它可使钢管结构的应力分布重新调整,使某些缺陷尖端发生塑性变形和缺陷尖端钝化,削减焊接残余应力和不连续部位高应力区的应力峰值,提高压力钢管运行使用的安全度。实践证明,对钢管进行水压试验是检验钢管质量的较

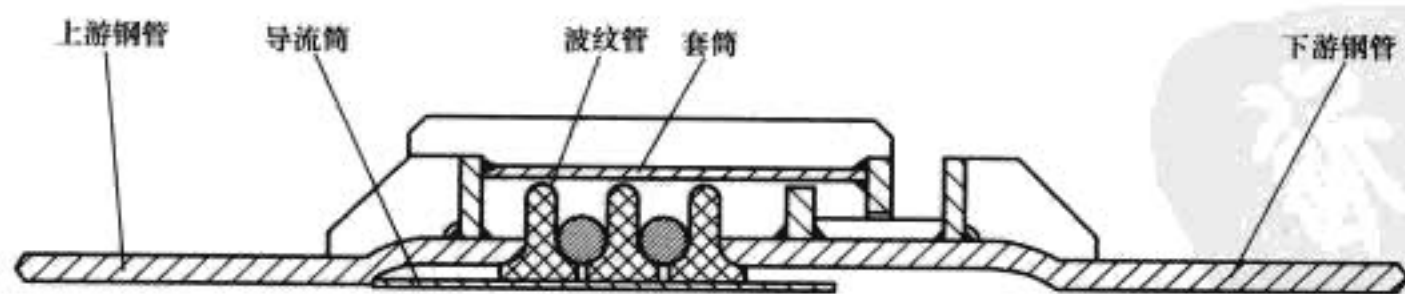


图 1.7-16 SND 内压式单波纹管伸缩节

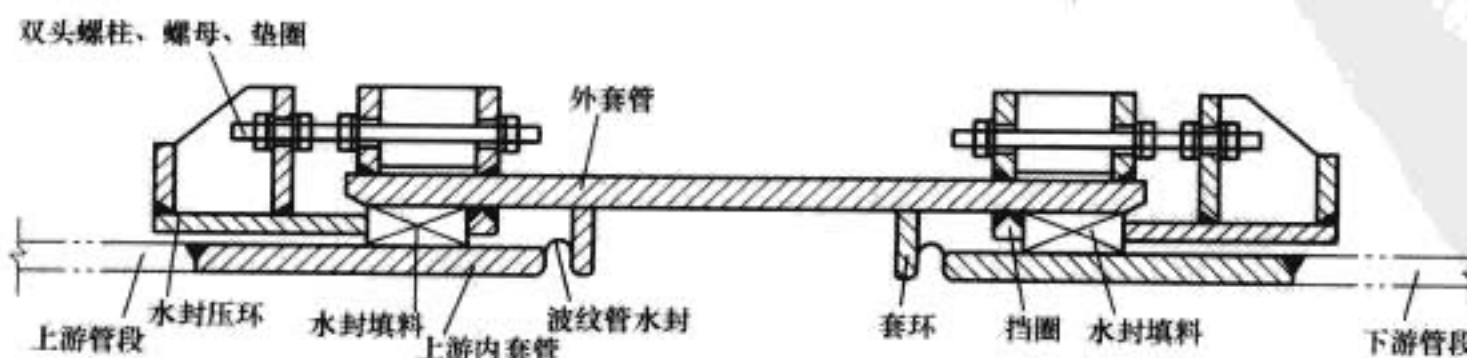


图 1.7-17 套筒内加设波纹管式伸缩节

好措施,是最直观最可靠的方法。因此在有条件的地方应尽量创造条件实施水压试验。

对大直径高水头压力钢管,若水压试验确有困难,难以实施时,则应通过论证并采用其他方法弥补,如从钢管选材、焊接工艺措施、焊后消应处理,增加无损探伤比例等入手来确保钢管的质量。

2.4 启闭机

2.4.1 启闭机型式选择

水电站将操作闸门用的各种起重机械统称为启闭机。启闭机的型式一般根据闸门型式、尺寸、孔口数量和运行条件等因素以及启闭机本身的特点来选择。不同类型的启闭机用它的机构特征来命名,如卷扬式启闭机、门式启闭机、液压式启闭机等,也有用闸门的形式或用途等来命名的,如弧形闸门启闭机、快速闸门启闭机、船闸人字闸门启闭机等。

(1) 固定卷扬式启闭机由于在起重容量和行程方面有宽广的适应范围,因此使用极其广泛,多用于靠自重操作或加重关闭的闸门和要求在短时间内快速开启的闸门。泄水系统工作闸门的启闭机一般选用固定式启闭机和一门一机的布置。可用于操作弧形闸门或平面闸门。

(2) 螺杆式启闭机多用于需要加压力操作的闸门。目前,最大起重容量为 750kN,最大行程约 7m。小起重量大多用于操作平面闸门,大起重量则多用于操作深孔弧形闸

门,但需设置可摆动的支承或设置导轨、滑块及铰接吊杆与闸门连接。螺杆启闭机在使用中,常因超载而使螺杆弯曲变形,所以应设有限位开关与超负荷保护装置。

(3) 对于电站引水系统的快速闸门,宜采用单向作用的液压式启闭机。已建成的三峡电站快速闸门液压启闭机启门力达到 4000kN,持住力 8000kN。

(4) 双作用液压式启闭机,多用于操作深孔平面闸门和深孔弧形闸门。用于操作深孔弧形闸门时,可设置导轨,滑块及铰接吊杆与闸门连接,或采用摆缸式启闭机。三峡电站深孔摆缸式液压启闭机启门力 4500kN,闭门下压力 1000kN。

(5) 台车式和门式启闭机多用于孔数多且不需要部分均匀开启的闸门。启闭机台数应根据开启闸门的时间要求来决定。当闸门的吊点位于一条直线上时,可采用单向门式启闭机或台车式启闭机,若闸门的吊耳不能位于一条直线上时则采用双向门式启闭机。

2.4.2 启闭机布置与设计

2.4.2.1 固定卷扬式启闭机

在水工建筑物中,固定卷扬式启闭机一般由起升机构、机架和埋件组成。其中起升机构呈展开式布置,电动机和卷筒之间采用齿轮传动,钢丝绳缠绕起升。根据启闭机荷载的大小,钢丝绳缠绕系统可分别采用不同的倍率,以减小传动机构的作用力。图 1.7-18 是这种启闭机的典型结构型式。

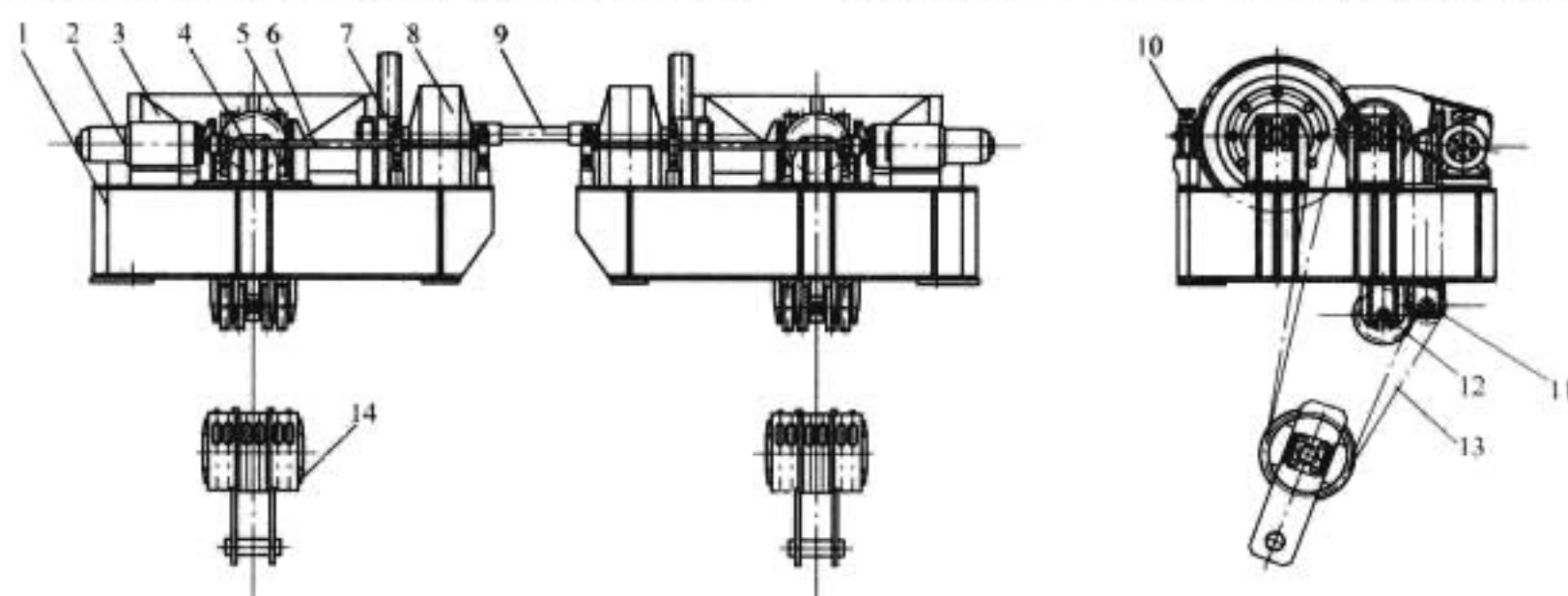


图 1.7-18 典型的固定卷扬式启闭机

1—机架; 2—电动机; 3—卷筒; 4—平衡滑轮; 5—定滑轮; 6—浮动轴; 7—制动器; 8—减速器;
9—同步轴; 10—锁定装置; 11、12—导向轮; 13—钢丝绳; 14—动滑轮装置

固定卷扬式启闭机有单吊点和双吊点两种基本方案,但其机构原理是相同的。

用于操作弧形闸门的固定卷扬机,由于启闭机机架需承受全部斜向拉力,因此机架上游侧应预埋剪力块传递水平推力。

要求作长期局部均匀开启的固定卷扬机,应设可靠的锁定装置,如锁定卷筒开式齿轮,采用手动锁定时,则应与电气连锁。

启闭机布置确定以后,可根据闸门的运行阻力矩计算启闭力,双吊点时还应考虑两吊点的受力不均。启闭机的最大起升高度包括工作行程和检修行程,一般应开启到最高水面线以上(表孔)或孔口以上(深孔)为宜。启闭机的启闭速度应根据调度要求确定,一般不大于 2m/min。

在机构设计中,固定卷扬式启闭机的电动机应选用 YZ 或 YZR 型起重设备专用电动机。这类电动机为封闭型结构,能适应频繁起、制动和正、反转的要求,转动惯量小,机械强度高,可使用在海拔高度不超过 1000m 的工作场所,基准工作制为 S_3 (水电站固定卷扬式启闭机一般使用 S_2 工作

制,即 25%)。减速器的工作级别可按机构工作级别选取,当启闭力大,启闭时间较长时,也可提高一级选择。减速器工作寿命一般按 10 年选取。在国产标准起重减速器中,目前有中硬齿面和硬齿面两种可供选择。机座形式有底座式和三支点式。中小型启闭机减速器可按标准选用,大型启闭机减速器应专门设计。减速器在出厂前应进行跑合(中硬齿面)或调整处理(硬齿面),以使齿轮副接触良好。跑合完毕后应进行减速器负荷试验,以保证减速器安全可靠运行。卷筒的结构尺寸与启闭机的启闭力和扬程有关,同时又影响到减速器的工作扭矩和传动比。卷筒长度应满足布置要求,直径应满足与钢丝绳的绳径之比。卷筒强度及稳定计算按规范进行。

弧形闸门固定卷扬式启闭机通常采用双联单层螺旋卷筒的结构形式,可使钢丝绳排列整齐,也不会使卷筒和支承轴承受过大的轴向力;在启闭力很大,起升扬程也较大时,为使卷筒直径不致过大,可采用双双联缠绕方式。近年来发展了一种称为多层缠绕折线卷筒的结构形式。这种缠绕方式利用卷筒两端的垫升返回挡块使钢丝绳卷绕到端部时自然上

升并返回,上层钢丝绳落在下层直线段钢丝绳所形成的“绳槽”之中,减少了上、下层钢丝绳间的挤压,有利于钢丝绳的寿命,也解决了不用排绳机构时多层缠绕易乱绳的问题。折线卷筒主要用于大行程的启闭机中,最早运用折线卷筒是在龙羊峡电站 5000kN 门机的 400kN 回转吊上,该回转吊的最大起升高度达到了 140m。三峡电站 5000kN 门机的主起升机构和副起升机构上也应用了折线卷筒,主起升机构最大起升高度 140m,副起升机构最大起升高度 130m。(门机起升机构实质上也是固定卷扬式启闭机形式)。

在双吊点固定卷扬式启闭机中,双吊点同步的传统方法是在两套独立的卷扬机构之间加装一根刚性同步轴或采用一台电动机和一台减速器同时驱动两个卷筒。这种方法可以有效地消除两台电动机的特性差和传动机构的累计误差,但对卷筒的制造误差和钢丝绳的特性差则无能为力,这在大扬程时,是一个难以解决的问题。针对这一难题,提出了采用交流变频无级变速的控制方案(电气同步)来解决双吊点的同步问题,其基本原理为:在两吊点中,任选一吊点为导引点,另一吊点为随动点,导引点采用速度、电流双环调节,随动点除采用速度、电流双环调节外,再引入两吊点的行程位置偏差信号跟踪检测控制环节,使随动点跟随导引点运动并将两吊点间的同步误差控制在允许范围内(一般 $\leq 20\text{mm}$)。这种控制方案目前已用于三峡电站坝顶 4500kN 门机的 $2\times 630\text{kN}$ 副小车双吊点起升机构中,最大起升高度 130m。该方案的关键是同步偏差信号检测元件应选用灵敏、可靠、精度高以及防水性能良好的元件。

2.4.2.2 门式启闭机

启闭闸门和起吊拦污栅等设备用的门式启闭机根据运行要求,可分为双向门式启闭机与单向门式启闭机两种。

双向门式启闭机是由设有起升机构的走行小车和门架组成,小车设在门架上。门架和小车的走行方向互相垂直。单向门式启闭机的起升机构直接设置在门架上,门架仅在一个方向运动。根据水工建筑物需要,门架也可做成半门式结构。门架一般作直线走行,特殊需要时亦可作弧形走行(如拱坝的坝顶门机)。

拦污栅的起吊通常由增设在门架上的回转起重机操作,也有由门机副小车进行操作的,三峡电站即由坝顶门机上的 $2\times 630\text{kN}$ 副小车通过上游悬臂门架操作拦污栅。门式启闭机起升机构的设计与固定卷扬式启闭机相同。

走行机构由电动机、传动装置(传动轴、联轴器和减速器等)、制动器和车轮组等组成。在大中型启闭机中,为使轮压分布均匀,降低车轮压力,提高零部件的通用程度,并便于装配与维修,通常采用带有平衡梁的车轮组。车轮总数根据轮压确定,一般采用 4、8、12 和 16 四种,车轮直径一般采用 $\phi 400\sim 800\text{mm}$ 标准产品。

门架结构应进行强度、稳定和刚度计算,并满足规范要求。应按最大计算风压验算驱动装置的过载能力和整机工作状态下的抗倾覆稳定性和非工作状态下的防风抗滑安全装置、锚定装置的设计计算。

门架上主梁与支腿连接,一般采用法兰连接工地栓焊结构方式,以便于运输安装。

为满足安装精度要求,门式启闭机大车轨道,应采用二期混凝土安装,考虑温度变化,轨道应分缝,其间隙要求当夏季安装时可采用 $2\sim 3\text{mm}$,冬季安装时不超过 $5\sim 6\text{mm}$ 。轮压 $300\sim 500\text{kN}$ 时,可选用 QU-70 型起重机轨;轮压 $510\sim 650\text{kN}$ 时,可选用 QU-70 或 QU-80;轮压 $660\sim 900\text{kN}$ 时,可选用 QU-80 或 QU-100;轮压 $910\sim 1400\text{kN}$ 时,可选

用 QU-120 型起重机轨。

门式启闭机供电装置可分为硬滑线供电和软电缆供电两种。在硬滑线供电装置中,以角钢滑线和生铁受电器的电流引入设备应用最广泛,滑线支柱间的距离不宜大于 3m ;这种供电装置在使用中应经常注意除锈除尘,以保持其良好接触。丹江口电站坝顶 4000kN 门式启闭机采用硬滑线供电方式。在软电缆供电装置中,以悬挂式和电缆卷筒为最常用,电缆卷筒供电装置在门机的大车上应用较为普遍。它的特点是运行距离长,速度低。一般沿轨道方向每隔 $50\sim 80\text{m}$ 装有一个电缆接头箱,电缆通过地下电缆引至接头箱。但其电压损失应符合规范要求。

2.4.2.3 液压启闭机

采用液压启闭机有以下优点:①油缸结构简单,传动平稳,液压传动与电气控制结合便于实现自动化,缓冲性能好,调速方便;②液压系统中的液压元件有标准化、系列化产品,可供选用;③启闭机结构紧凑,体积小,重量轻,承载能力大;④易于防止过载;⑤元件自动润滑;⑥在失去电源的事故情况下,可满足闸门快速下降要求。但液压启闭机在加工制造上对加工面的加工精度要求较高。缸体与活塞杆需要采用专用机床锻造加工,热处理要求及防腐蚀要求较高。

(1) 液压启闭机的类型与使用范围:液压启闭机按支承结构分浮动式、垂直摆动式、水平摆动式和固定式等几种。

1) 浮动式,特点是油缸的上部法兰具有球形的底面,当油缸垂直置放于球面或锥面底座上时,油缸的轴线可以作微小摆动,以补偿安装误差及闸门槽偏差。这种型式多用于水电站进水口的快速平面事故闸门。油缸为单作用式,下腔充油启门。闸门关闭依靠自重自行下落。油缸活塞杆始终受拉,不受向上方向的力。

2) 垂直摆动式,油缸能随着闸门竖向启闭而摆动,水电站泄水建筑物中深孔弧形闸门液压启闭机属于此类。由于油缸摆动,进出油管须用钢丝编织高压胶管或铰接头。油缸为双作用式,即可提升闸门,也可在关门时向闸门加压,配用这种启闭机,当闸门靠自重不能下落时,可以避免在门上加压重。

3) 水平摆动式,主要用于启闭船闸人字门。油缸支持在十字框架上,其作用是使缸体除水平面可以转动外,在垂直面上也可以自动调整,进出油管亦用钢丝编织高压胶管。

4) 固定式,为油缸的中部或下部做有法兰,固定安装在基础或机架上,双作用油缸有时为了补偿安装调整的不精确度,改善油缸受力条件,在活塞杆与闸门连接处装有特殊的球形接头,三峡电站排沙底孔工作阀门液压启闭机采用了固定式支座,并采用法兰与阀门连接。

(2) 快速闸门液压启闭机:快速闸门液压启闭机一般为竖向布置,由于不需要下压力,油缸在闸门提升和下降过程中活塞杆始终承受拉力,因此一般采用浮动式安装型式,即油缸上部通过球面(或锥面)支承直接安置于机座和机架上,支承可使油缸朝任意方向作微小摆动,以补偿油缸、吊杆及门槽的安装误差,有利于消除闸门快速下降过程中对油缸造成晃动的不良影响,对于要求较高的场合,与闸门或吊杆相联接的活塞杆吊头宜安装关节轴承。

油缸设计除满足强度和刚度要求外,还需根据该启闭机具有运行速度快,闸门长期悬吊的特点,在油缸的结构设计中,需设置节流的缓冲装置,并选用优质密封产品,以防止油缸泄漏造成闸门下滑。缸体材料一般选用 45 号钢或 35 号钢,以使在满足强度要求的同时兼顾加工和焊接工艺性能,

缸体采用整体锻造毛坯或无缝钢管制造。活塞杆材料选用45号钢或40Cr钢。表面镀铬，镀层厚 $50\sim 100\mu\text{m}$ ，节流孔板材料常用40Cr钢，并经过处理，硬度达到HRC40~45。

考虑到闸门长期悬吊，启闭机闲置时间长、工作条件恶劣、检修条件差、工作压力高等特点，要求密封件材质具有稳定的物理性能，抗老化、耐磨损、使用寿命长，避免油缸因泄漏下滑影响孔道的过流状况。目前进口V型密封圈耐压力可达40MPa，允许的温度变化范围为 $-30\sim +100^{\circ}\text{C}$ ，滑动速度可达 0.5m/s 。但对缸体内表面及活塞杆导向段表面的粗糙度应达到 $Ra0.3\mu\text{m}$ ，才能保证密封的使用寿命。

启闭机一般布置在坝面以下，并保证电动机与电器设备位于洪水位以上。由于启闭机绝大部分时间处于孔口以上停机待命状态，而且根据机组特性与保护要求往往只需要一台或二、三台同时工作，因此，一般都采用一泵多机布置型式，即多台启闭机共用一个液压泵站和一套电气控制设备。大型水电站常有多台机组，这种布置型式可简化管路布置，从泵站到各台油缸之间的大部分主管道均可共用。

图1.7-19系4台启闭机共用一套液压泵站的典型快速闸门启闭机的液压原理图。

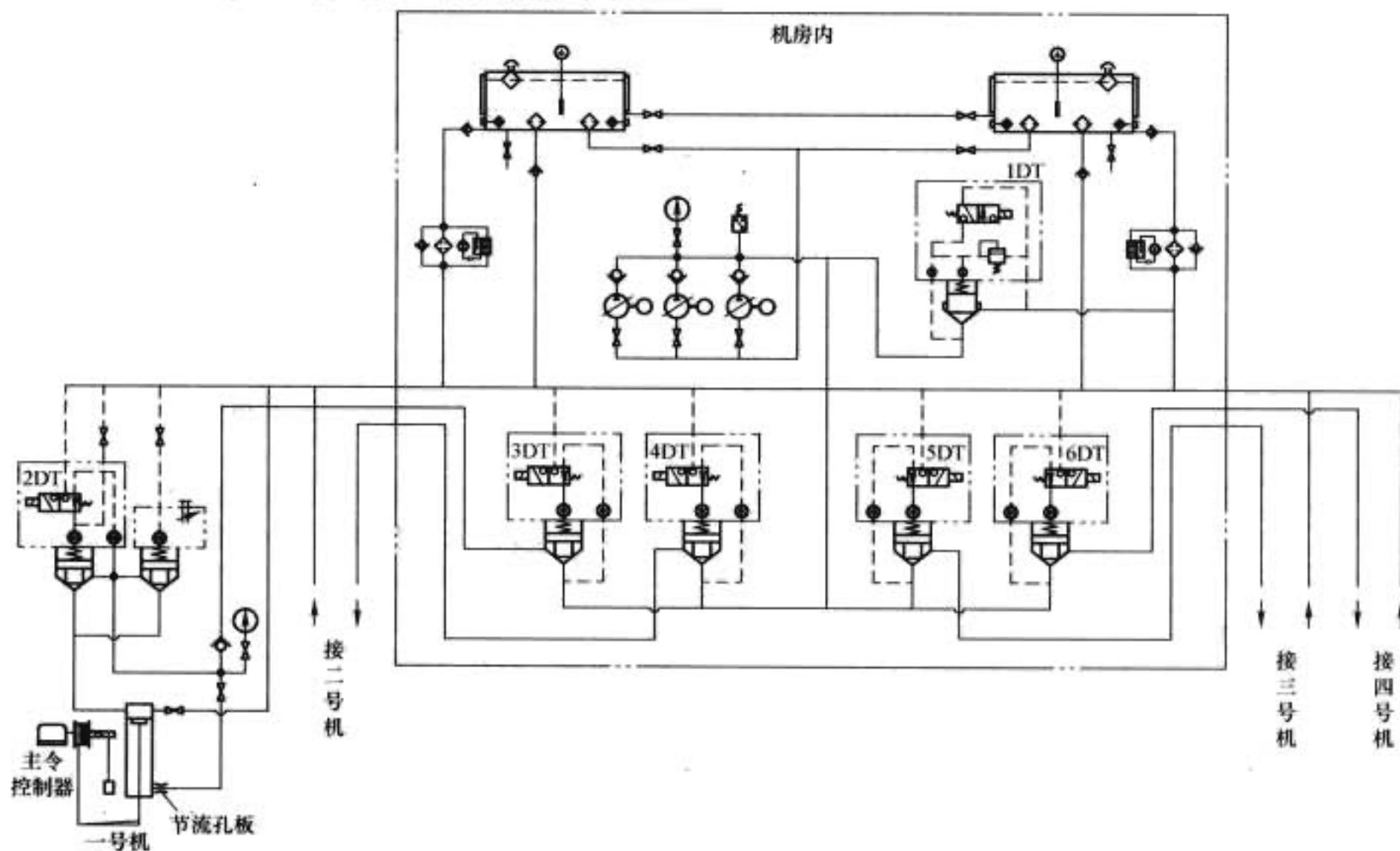


图 1.7-19 快速闸门液压系统

机房尺寸应满足启闭机的操作和维修的要求。液压泵站和电气控制柜的布置应便于操作人员操作和设备的安装、检修与维护，机房内还应有通气、防潮措施。对液压系统中常采用的用于保持闸门处于悬挂位置的“液压锁”，宜以缸旁阀组的型式布置于油缸或机架上，使承压油管最短。油箱的安装面应高于油缸的顶部，在不便于布置时可增设一个高位（重力）油箱，以保证闸门快速下降时油箱中的油液能顺畅地进入油缸上腔，使其始终充满油液而不致吸入空气。

快速闸门液压启闭机应能现地操作和远地（中控室）操作，并应配置可靠电源和准确的闸门开度指示装置和行程控制装置，用以显示启闭机运行过程中任一时刻闸门的开度值，并通过行程开关控制启闭机上、下极限位置的停机。鉴于快速闸门的特殊性，还应设置闸门在全开位置停机后因泄漏等原因导致闸门下滑量超过一定值时重新开机将闸门提升复位功能。

液压系统设计除了满足电气控制开门和电气控制快速关门外，还应考虑当电气控制设备两台油泵电动机其中一台工作，一台备用或两台同时工作，互为备用，这样可保证液压系统的可靠运行。为保证启闭机安全运行，液压系统中应采用油压超高保护，油箱液位和油温超限保护，滤油器堵塞报警等安全保护措施。

(3) 弧形闸门液压启闭机：弧形闸门液压启闭机一般是双作用液压启闭机，其典型布置形式见图1.7-20和图1.7-21，由于启闭力和启闭机行程均对启闭机的规模有较大

的影响，所以弧形闸门液压启闭机的布置应根据闸门的启、闭阻力矩和基础约束条件进行优化，以使启闭机的启闭力和行程达到最优。

在弧形闸门液压启闭机的液压油泵和电动机选择中，出于可靠性的要求，一般选用重型手动变量斜盘式轴向柱塞泵，额定压力31.5MPa（35MPa）。这类液压泵具有连续可调的排量和良好的自吸能力，流量脉动小，噪声低、使用寿命长，液压泵的驱动电机一般选用Y系列三相异步电动机，具有高效、节能、运行安全可靠的特点。液压泵出口必须设置安全溢流阀和压力继电器，安全溢流阀可以设置为系统压力的1.05~1.10倍。压力继电器的设定压力为系统压力的1.10~1.15倍。液压系统中一般至少设置两套液压泵—电动机工作，互为备用。

液压阀组对液压能进行控制和调节，使启闭机按预期的方式运行。液压阀组的集成方式主要有板式集成、块式集成和插装式集成几种。板式集成和块式集成用于滑阀，插装式集成则用于插装阀。随着插装阀的广泛应用，插装式集成方式已经成为液压启闭机最主要和最常见的一种集成方式。三峡、隔河岩、高坝洲和王甫洲水电站的液压启闭机中均采用了这种集成方式。

根据启闭机的功能要求，弧形闸门液压启闭机主要设置的液压回路有：液压泵出口的安全溢流回路、换向液压、双吊点液压同步回路和油缸锁定回路。其中早期的双吊点同步回路中，是利用双调速阀实现，特点是用调速阀开量控制，

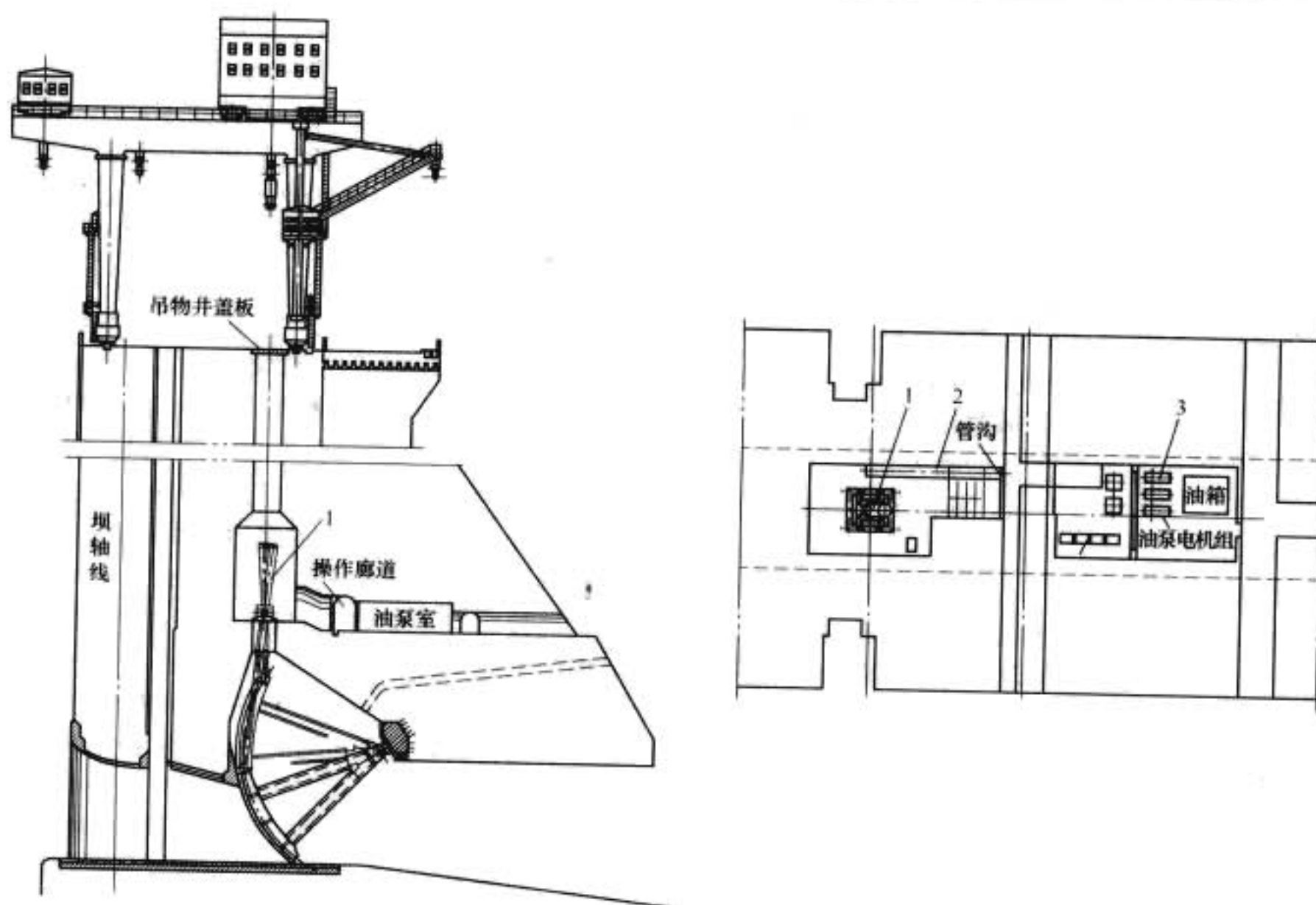


图 1.7-20 单吊点深孔弧形闸门液压启闭机布置图
1—油缸总成；2—液压管路；3—液压泵站

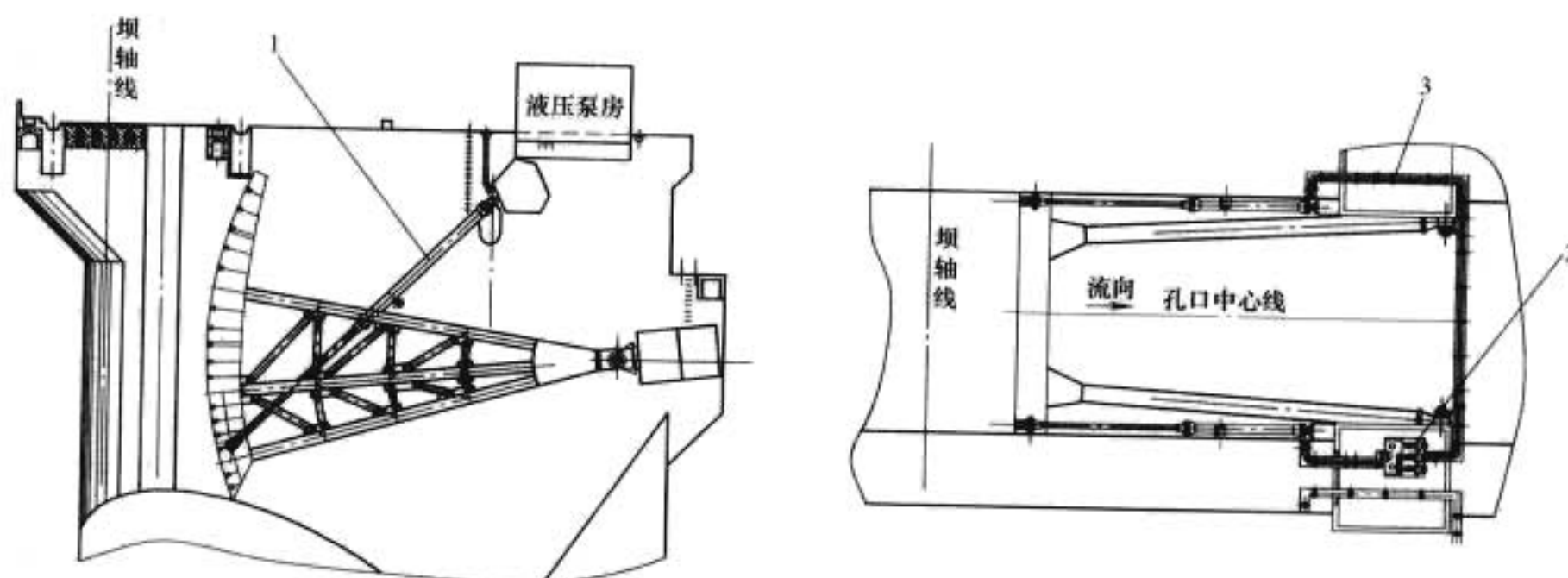


图 1.7-21 双吊点表孔弧形闸门液压启闭机布置图
1—油缸；2—液压泵站；3—液压管路

同步原理简单，但对调速阀的精度要求较高。近期在同步回路中开始应用比例调速阀进行双吊点同步控制，通过 PLC 检测双吊点两套油缸行程偏差并控制比例调速阀加大或减小节流口来调整两缸的同步偏差。该同步回路的优点是可以电气控制适应双液压泵同时工作和一台液压泵单独工作的同步要求。油缸锁定回路功能是在闸门全开或部分开启时，将油缸可靠地锁定在设定的开度上。

表孔油缸一般是尾部悬挂，两端锁定。而深孔则多为中部支承，设摆动机架，形成十字铰支撑形式。

缸体材料一般用 45 号锻钢或无缝钢管制造，正火处理。活塞杆可用 45 号锻钢或 40Cr 钢制造，调质处理。表面镀铬或喷黑色陶瓷，陶瓷涂层有很高的抗腐蚀和抗磨损能力，以及更长的寿命。陶瓷涂层与行程检测装置集成一体，可以高精度地测量活塞杆的行程位置，这在双缸同步回路中非常有利，国外已有成熟产品可供选用。

(4) 人字闸门液压启闭机：在船闸人字闸门中，液压直

联式启闭机在中小型船闸及欧洲大型船闸中已广泛运用。

如由罗马尼亚和前南斯拉夫合建的铁门两级船闸闸室宽 34m，最大水头 34.4m，闸室有效尺寸 34m×210m×5.5m，与 34m×210m×4.5m，（宽×长×坎上水深）的人字闸门就是采用液压直联式启闭机进行操作的。据悉，20 世纪末美国在更新巴拿马运河大型船闸闸门启闭设备时，吸收了欧洲船闸的经验，有将人字闸门机械四连杆式启闭机改造成液压直联式启闭机的事例。

船闸人字闸门卧缸液压直联式启闭机一般由 U 型双向摆动机架、上机架、下机架、油缸总成、油缸弹性支承装置、行程指示及检测装置、开关门限位装置、液压系统泵站总成、油管、启闭机相应埋件及启闭机现地控制系统组成。油缸活塞杆杆端支铰设自润滑球面滑动轴承与人字闸门直接相连，以适应人字闸门的转动和微小变位。

对于大型船闸，液压直联式启闭机操作人字闸门一般应采用无级变速运行方式。启闭机按给定的 V-T 变速特性曲

线开环控制运行,变速运行方式由比例变量泵配合电气PLC可编程序控制器实现。并且可在现场对V-T曲线根据实际工况进行任意修改调整。启闭力宜通过模型试验结合计算值确定。最大总阻力矩可按规范进行计算,大型人字闸门宜绘制阻力矩随时间变化曲线,并求得总阻力矩最大值。

在卧缸式人字闸门液压启闭机机构设计中,应特别注意对油缸及活塞杆的整体稳定性及挠度的计算与分析。三峡船闸设计中经合理地分配缸体前后自重和在缸尾设置弹性支承,有效地控制了油缸的初始挠度,并减小油缸导向副间的接触压力和磨损(偏磨)。模型试验显示,在采取降低初始挠度的措施后,当轴向荷载为90%的临界荷载时,杆端最大挠度可减小90%。对这种大荷载,操作频繁的细长油缸,设计规定油缸计算油压不大于16MPa;活塞杆长细比小于140;活塞杆受压正常荷载安全系数不小于5.5;在非正常荷载时安全系数不小于2.8。在启闭机机构设计时应充分考虑闸室超灌超泄等因素所形成的反向水头荷载,并用此荷载对机构进行强度校核。

启闭机液压系统设计中应设置可靠的液控平衡阀,以使人字闸门在正常运行过程中由于风浪可能对启闭机造成的负向荷载而造成失重时,液压系统能够迅速平稳地调整过渡。液压系统中可设置多级压力回路,以便在出现较大超灌,超泄反向水头时,启闭机能够以持住方式操作闸门退让,避免启闭机承受过大荷载。液压系统中应设置压力阀并具备利用闸室超灌、超泄反向水头配合精密水位计与系统的联动,实现人字闸门的自动开启,启闭机必须在油缸旁设置安全保护阀块。

液压油应选择具有合适的黏度、良好的黏温特性、并具有良好的润滑性、抗氧化、无腐蚀作用、不破坏密封材料、有一定消泡能力的液压油品。

启闭机液压油缸的行程检测装置宜选用内置式。当活塞杆采用陶瓷涂层时,则其行程检测装置与涂层集成一体(CIMS),可高精度测量活塞杆行程位置,实现两扇人字闸门的同步运行。

为延长液压油的使用寿命,保护液压元件,减小启闭机的维修,可配置液压油污染检测仪,油水分离器(油液净化装置)等。

3 水电站金属结构制造与安装

3.1 闸门

水电站钢闸门及拦污栅的制造与安装,应按《水电水利工程钢闸门制造安装及验收规范》进行,其制造及安装精度应符合规范要求。

拦污栅往往由于栅墩较薄,孔口较高,多数采用一期混凝土安装方式。栅槽埋件由于荷载不大,构件单薄,因而在安装时,应埋设足够的加固构件,使栅槽埋件在浇筑混凝土时,不至变形。构件分节长度一般不大于6m。拦污栅栅体一般按运输单元分节制造,每节高度3m左右,节间用铰轴连接板连接。在分节制作时应作专门工装,使每节标准化,能够互换,工厂出厂前,应整体试拼,检查各部尺寸公差,特别是节间穿轴的状况。栅体运至现场吊入栅槽后,应作升降试验,检查栅槽有无卡阻情况,及栅体升降是否顺利,各节的连接是否可靠。

平面闸门制造应在钢平台上进行。钢平台平面度精度应满足闸门制造精度要求。钢板或型钢下料前应经过校正,焊缝坡口宜采用机械加工,闸门组焊接前应根据工厂经验留出

收缩余量。闸门的焊接应根据焊接工艺评定和焊接工艺指导书的参数进行。凡是要求焊透的I、II类焊缝,应严格按照焊透工艺施焊,并按设计和规范要求,进行焊缝无损探伤。闸门的止水面和支承(或定轮轴孔)均采用焊后整体加工,分节闸门宜拼成整体进行整体加工,吊耳孔与节间连接孔宜焊后整体镗孔。凡是要求机械加工的构件均应留出加工余量,并保证加工后板厚不小于设计板厚。

弧形闸门制造应在满足精度要求的胎架上进行。胎架最好作成可调整的结构,其弧度根据工厂经验放出焊后的收缩余量。门叶面板要求机械加工时,应在焊后拼成整体时进行,优先采用多轴数控机床加工,以保证弧面精度,如采用移动式动力头进行弧面铣削加工时,动力头直径不大于 $\phi 200\text{mm}$,以免形成过大的多边折线,弧面经加工后的面板厚度应保证设计厚度。弧形闸门的止水面及支臂与门叶、支铰的连接面均应进行机械加工,纵梁式弧形闸门采用纵向分块时,其连接端板也应机械加工,并用高强螺栓拴接,工厂总拼时连接面加设定位孔,以保证在现场安装时的位置准确。有条件时,对厚板结构焊后宜进行退火处理。

人字闸门制造应在钢平台上进行。钢平台精度满足闸门制造精度要求。材料应经过校正才能进行拼接,并留有拼接余量,凡需要加工的板厚,应留出加工余量,以保证加工后不小于设计厚度。对分节闸门的斜接柱、门轴柱厚板焊接,及新材料的焊接应进行焊接工艺评定,按评定参数施焊;焊后厚板宜进行局部热处理,消除焊接残余应力。

支枕垫块及底枢蘑菇头不锈钢的铸锻与加工,应按不锈钢的特殊工艺进行,其内部质量应进行100%无损探伤。

人字闸门分节在现场安装时,节间焊缝坡口间隙应装配均匀,焊接时应按焊接工艺指导书进行,同时注意随时检测各节的变形值,采取控制焊接顺序等工艺措施,保证整体的垂直度与水平度。预应力背拉杆应按设计要求施加预应力并锁紧张力螺母,防止松动。承压条支枕垫待门叶关闭支承接触符合要求后,浇注间隙内的环氧垫层。当闸门尺寸超过运输单元限制尺寸时,闸门则需分节,按常规在工厂分节制造,并整体预拼后,运到工地现场再焊(栓)成整体,以保证其整体工作性能及运用功能。闸门埋件制造分节长度焊接件一般6m左右,节间端面应铣加工后用螺栓连接固定,要求精度高的,往往在节间加定位销。闸门埋件在工厂要作预拼装,检验各部尺寸,特别是节间错位及端部接触情况,为保证现场安装质量,埋设构件均采用二期混凝土安装方式。

尽量减小工地焊缝,以免产生过大焊接变形,是保证安装质量的重要措施。例如平面闸门可按分节铰接设计,可大大减少工地安装量及焊接量,分节闸门为独立受力体系,但止水线长度增加,止水设计难度加大。闸门启闭操作也比较烦琐,增加了节间连接的拆装工作量。葛洲坝电站进口平面事故闸门及泄水闸、冲沙闸进口事故闸门广泛采用了这种分节形式。也可将平面闸门在工厂分节后,工地安装采用高强螺栓连接方式将闸门拼成整体,分缝面板采用薄钢板搭接水密焊,也可大大减少工地焊接工作量和焊后变形的问題,同样可达到高精度的要求。三峡电站进口快速事故平面定轮闸门采用了此种形式,闸门总拼时,32个定轮共面度达到1mm高精度要求。由于工地不再有大焊缝,再通过偏心套的调整措施,完全可以满足工地安装的质量要求。

深孔弧形闸门往往面板弧面曲率半径精度要求较高,而且面板又经过机械加工,如何减小工地安装焊接变形更为重要,从设计上可采用纵梁式结构布置,将弧形闸门门叶纵向分缝并采用高强螺栓连接,面板接缝处,采用水密焊,焊后

磨平。三峡电站泄洪深孔弧形闸门采用了该种形式。

分节闸门需在工厂进行整体预拼装,按规范要求检验几何尺寸及焊缝质量。

闸门安装后,应进行无水启闭试验,平面闸门尚应进行静平衡试验和自动抓梁脱挂勾试验。

3.2 钢管

压力钢管制造下料时采用自动、半自动切割机或刨边机刨边,焊缝坡口宜采用刨边机加工,切割面应采用砂轮将熔渣、毛刺磨去,并将切割热影响区淬硬层磨去。

钢板卷板时应注意卷板方向与钢板压延方向一致,头部直边应作压头处理,用样板检查弧度。一般采用冷卷,卷板时不允许锤击钢板,注意卷板机辊子的清洁,不应粘有钢渣,钢管对圆应在平台上进行。纵缝焊接后,用样板检查纵缝处弧度,其间隙符合规范要求,单节钢管焊完后还应检查圆度及周长,其公差符合规范要求。

伸缩节的内外套管和止水环焊接后的弧度,应用样板检查,其间隙符合规范要求。内外套管的装配间隙应均匀,止水盘根应粘接成整圈,接头斜接。不锈钢波纹管采用细焊丝多层小电流焊接,每层焊缝均应检查焊缝质量,不允许有气孔裂纹等。伸缩节总装完成应进行水压试验。

不锈钢复合钢板的钢衬制造,应按不锈钢复合钢板下料与装配、焊接的规定进行。钢管安装应逐个管节按顺序进行,管节压缝应使管节装配的错位值在规范允许范围内,不得强行组装,管壁上不得随意焊接临时支撑或脚踏板等构件,拆除钢管内支撑、工卡具、吊耳和其他临时构件时,严禁用锤击拆除,切割拆除时严禁损伤母材,并用砂轮磨平,检查有无裂纹。高强钢板和不锈钢复合板钢衬,严禁将内支撑焊在管壁上,而应采用软垫可调的活动螺杆式内支撑。钢管安装后,必须与支墩和锚栓焊牢,防止浇筑混凝土时移位。灌浆孔应在钢管厂卷板后钻孔,并按预热和焊接等有关工艺焊接补强板,堵焊灌浆孔前应将孔口周围积水水泥浆铁锈等清除干净,并按焊接工艺进行焊接,焊后不得有渗水和裂纹。高强钢钢板上不宜钻灌浆孔。不锈钢复合板钢衬的灌浆孔不宜采用焊接填孔,而宜采用攻丝孔螺塞塞紧,先用环氧灌入孔内,再行拧紧螺塞,表面磨平。

对采用新材料和未作过焊接工艺评定的钢管制造,应经过焊接工艺评定并根据《焊接工艺评定报告》制订《焊接工艺规程》作为指导焊接生产的依据。

不锈钢复合钢板焊接应按国标规定,采用基层、过渡层、覆层三种不同的焊接材料,基层焊缝金属应保证焊接接头的力学性能,其抗拉强度不应超过母材标准规定的抗拉强度上限值加30MPa;覆层焊缝金属应保证耐蚀性能,其主要合金元素不应低于母材标准的下限值;覆层焊缝与基层焊缝之间应采用过渡焊缝,选用铬镍含量较高的焊接材料。

碳素钢、低合金钢、高强钢等类型的异种钢焊接,应按强度低的一侧钢板选择焊接材料,按强度高的一侧钢板选择焊接工艺。

3.3 启闭机

3.3.1 固定卷扬机

机架若因运输单元尺寸限制,则应考虑分段制造,受力梁系结合面宜采用夹板螺栓连接。机架上各部件结合面(如轴承座、电动机座、减速器座、制动器座等)应进行加工,加工后精度及各结合面相对差符合规范要求。

钢丝绳出厂应卷成盘形,长度不够严禁接长。双吊点钢

丝绳宜在工厂进行预拉后安装。

卷筒绳槽底径加工误差应符合规范要求,一般不大于 h_{10} ,双吊点高扬程卷筒不大于 h_9 ,折线卷筒加工应采用专门工艺与设备进行。焊接卷筒应经过时效处理,100%无损探伤,铸钢卷筒应退火处理。

减速器应在厂内进行空载跑合试验。

产品加工后应在工厂进行整体组装,出厂前应作空载模拟试验。

启闭机现场安装后,应分别进行空载及负荷试验,空载试验应检查电动机运行是否平稳,电气设备有无异常发热现象,限位开关动作是否可靠,高度指示和荷重指示是否准确反映行程和重量等。

3.3.2 液压启闭机

油缸在组装前应用煤油将零件清洗干净,液压泵站的管路弯制、清洗和安装应符合规范要求,管道布置合理,尽量减少阻力。管道及油箱宜采用不锈钢制造。

液压元件按厂家说明书分解清洗。启闭机机架安装,其中心线与闸门中心线安装误差符合规范要求,摆动机架应设推力支座并与机架钢梁结合紧密。闸门全关时其活塞与油缸下端盖宜留出50mm间隙,以保证现场安装留有调整余地,并保证闸门关严。

油缸与液压泵站应作出厂前空载试验、耐压试验及泄漏试验,试验压力按设计要求进行。

启闭机现场安装后先作空运转试验,再作连门无水启闭试验,调整高度指示器与全开全关位置,并准确显示闸门的实际位置。无水试验各项指标达到要求后进行静水及动水启闭试验。对于快速闸门还应作快速关闭试验,关闭时间满足设计要求。快速闸门还应检验在48h内的漏油值,即闸门下沉量不应大于200mm。

3.3.3 门式启闭机

门架的制造应考虑运输分块单元的尺寸限制,并考虑现场的结合面变形小、方便安装,门架宜在厂内预拼装,并检验各部尺寸。门架主梁上拱度宜取0.9~1.4门架跨度/1000,且最大上拱度控制在跨中范围。

大车轨道安装符合规范要求,轨道接头位置应错开,接头间隙要考虑温度影响。

门式启闭机的起升机构、运行机构与回转吊机构宜在厂内作空载跑合试验,并检查各电气和机械部分运转是否正常。

门式启闭机现场安装后,应做静负荷试验和动负荷试验。

静负荷试验目的是检验启闭机各部件和构架承载能力。起升额定荷载,在门架上往返运行,检查门架性能应达到设计要求。卸去荷载,使小车分别停在主梁跨中和悬臂端,定出测量基准点,再分别起升1.25倍额定荷载停留10min,然后卸去荷载,检查门架是否有永久变形。动负荷试验的目的主要是检查启闭机构及其制动器的工作性能。升起1.1倍额定荷载作动负荷试验,机构作重复的启动、运转、停车、正转、反转等动作延续至少应达1h。各机构应动作灵敏,工作平稳可靠,各零部件无裂纹等损坏现象,各连接处不得松动。负荷试验一般采用专用试块,若采用试块有困难时,可采用液压测力器只作静负荷试验。

3.4 我国水电站金属结构制作与安装水平

我国水电站金属结构制作与安装技术已达到世界先进水平,主要有下列一些创新技术:

3.4.1 大型埋件现场制造技术

我国能在施工现场制造各种类型水轮机的埋设部件,其中包括三峡、龙滩、小湾等大型水轮机的埋设件,如蜗壳、尾水肘管、锥管、基础环、机坑里衬等,其制造质量和供货保证率已得到国际上所有水电设备制造商的认可。如三峡左岸水电站水轮机蜗壳,进口最大内径 12.4m,最小内径为 4.26m,板厚 24~70mm,局部最大板厚 120mm,材料为 NK-HITEN610U2 高强度钢板,采用工地整节制造,焊缝无损检测一次合格率平均为 99.1%,工地安装时可一次挂装就位,管节的环缝间隙最大处不超过 5mm,且工期大为缩短。这是我国水电建设模式的一个新突破,达到了国际先进水平。

目前,中国在建工程大型水轮机埋件的制造已几乎全部由机组设备制造商分包给国内的水电机电安装企业。

3.4.2 特大型船闸人字门制造安装技术

三峡永久船闸人字门,根据总体设计的要求,其承受水头、结构尺寸及门体重量在世界上均属首位。采用整体胎架分节制造控制焊接变形,厚板局部焊后热处理,并进行分节整体机加工,经检测全部达到规范要求。

三峡永久船闸人字门安装中,改传统的 12° 为 9.8° 安装位置;门体一次连续吊装;对门体节间焊接变形进行控制;背拉杆根据“三维有限元计算”的预应力范围进行调试;采取科学合理的测量监控工艺及加固防护措施进行顶枢预应力锚杆安装等,成功解决了超大规模人字门安装技术并经受了实际运行考验。

3.4.3 大直径厚壁压力钢管全位置自动焊接技术

长期以来,水电站压力钢管的焊接一直采用传统的焊条电弧焊。中国葛洲坝集团公司针对水电站压力钢管现场施工特点,自行研制全位置自动焊机,创造性地开发成功了焊炬摆幅自适应坡口宽度和自动跟踪等重要功能,摸索出一整套完整的最佳自动焊接工艺方案及参数,在三峡压力钢管焊接工程上的成功应用,实现了水电站压力钢管现场安装环缝自动化焊接技术应用上零的突破,达到国际先进水平。

3.4.4 凑合节安装与焊接技术

电站无伸缩节压力钢管合拢焊缝的焊接,由于是在高拘束状态下进行,极易产生焊缝裂开或钢管、座环变位。三峡左岸电站 1~6 号机钢管与蜗壳合拢时,蜗壳与钢管外面的混凝土已经浇筑完成,且因受电站土建结构的限制,压力钢管外包弹性垫层的长度仅 10m,而蜗壳无外包弹性垫层,焊接拘束更大。中国水电第八工程局通过各种工艺和试验、检测手段的运用,成功地解决了三峡左岸电站 1~6 号机压力钢管与蜗壳凑合节合拢缝焊接的难题。

另外,在三峡工程中还创造了凑合节整节安装的新工艺。

4 水电站金属结构防腐

水电站金属结构防腐措施应根据环境条件,使用工况和保护年限等因素确定。并符合《水工金属结构防腐蚀规范》的要求。一般情况可选用涂料涂装或热喷金属涂装。

4.1 涂料涂装

涂料涂装是目前水电站金属结构普遍采用的防腐蚀措

施,特别像压力钢管和水轮发电机组蜗壳基本上都是采用涂料涂装的。

涂料涂装常用底、中、面漆,并根据不同的环境条件选择不同的涂料。可分水上(户内,户外,干燥和潮湿环境),干湿交替和全浸等工况,并要考虑泥沙冲刷的情况。一般在水下金属结构的防腐蚀底漆宜选用环氧富锌、无机富锌、水性无机富锌等,干膜厚 50~80 μm 。中间漆宜选用屏蔽效果较好的环氧云铁类,干膜厚 40~60 μm 。面漆宜选用无溶剂环氧、改性环氧、环氧沥青、乙烯树脂等,对高速水流且有抗冲刷要求的部位,宜选用超强耐磨环氧、环氧石英砂、环氧金刚砂等。干湿交替状况底漆可与水下工况相同,面漆宜选用改性环氧等。水上环境宜选用耐候性较好的面漆涂料,如可覆涂脂肪族聚氨酯、丙烯酸聚氨酯等,干膜厚 100 μm 左右。

厚浆型无溶剂环氧涂料突出的优点是不需分底、中、面漆,可一次成膜,干膜厚可达 500 μm 以上,因而施工快,喷到任何位置的工件上,也不流挂,质量好,它的固体含量高(90%以上),不含有害有机挥发物,符合环保要求,是发展方向,适用于压力钢管内壁,干膜厚 500~800 μm 。

4.2 热喷金属涂装

采用热喷金属,如喷锌、铝涂装技术,对提高钢结构的防腐蚀质量,延长使用寿命,提高工效,降低成本都具有重要作用。目前在一些工程中已应用了热喷锌铝合金或稀土铝技术,使热喷金属涂装技术得到进一步优化。对于热喷金属加涂料保护的联合长效防腐蚀措施已在大中型水电站中普遍采用。热喷金属涂层再加上涂料的封孔和屏蔽作用,可以大大提高防腐蚀质量及延长使用寿命,是一种优良的长效防腐蚀方案。封闭底层材料一般选择渗透性较好的涂料,常采用环氧封闭涂料(环氧清漆)、不饱和乙烯树脂等,膜厚不宜太厚,一般为 10~20 μm ,封闭中间漆一般选用环氧云铁,封闭面漆可根据环境条件,使用工况及配套性能选用。

用于淡水环境中的金属结构,金属热喷涂材料宜选用锌或铝,锌在水中具有较强的电化学保护作用,铝能形成很好屏蔽作用的氧化膜,但使用过程中应避免氧化膜的破损。在中性淡水中,铝的腐蚀量比锌要小得多。锌一般在水下和干湿交替状态下使用。锌铝合金则充分发挥了锌的电化学保护作用 and 铝的腐蚀量小的优点。稀土铝主要是细化晶体组织,改善材料性能,提高附着力,因而使用效果更优。按国家标准锌丝的纯度应大于 99.99%,喷锌厚度一般为 120~180 μm ;铝丝的纯度应大于 99.5%,喷铝厚度一般为 100~160 μm ;锌铝合金优化的合金比例为锌 85%,铝 15%左右,稀土铝主要是铝加上微量稀土元素。锌丝及锌铝合金丝的直径一般为 $\phi 3\text{mm}$,金属丝表面应光滑均匀无油污及灰尘。

4.3 埋件涂装

对埋入混凝土的构件,其与混凝土接触表面可涂刷无机水泥浆或水泥砂浆,干膜厚 300~500 μm 。其外露表面可选用与金属结构相应的水上水下涂装体系。

第8章 水电科学技术

1 概况

水电工程,尤其是大型枢纽工程,不仅是开发水力资源的电源建设工程,而且是水资源综合利用与治理江河的工程,关系到经济的发展、社会的进步、生态的平衡,涉及多门类的复杂的科学技术。其论证、决策、实施过程中所面临的技术、经济以及环境等诸多重大问题,都必须通过科学研究的途径才能解决。科学技术在水电工程建设中发挥基础和先导作用,贯穿在勘测、规划、设计、施工及管理等方面,贯穿了不同实施阶段的全过程。

1949年以前,中国的水电科学技术十分落后,只有中国第一水工实验所(1933年天津成立)、中央水工试验室(1935年在南京成立)、武功水工试验所(1940年)几个小规模专门研究机构,没有专门培养水力发电专业人才的高等学府,仅一些大学设有与水电有关的水利系、土木工程系、电机系。中华人民共和国成立后,国家十分重视水电科学研究事业,迅速组建水利水电科研机构,进行高等学校院系调整,加强水电科研力量。到1958年,我国在水利水电方面组建了中国科学院、水利电力部水利水电科学研究所和水利电力部、交通部南京水利科学研究所2所面向全国的综合性科研机构,组建了北京、东北、上海、中南、成都、昆明、西北、贵阳等8大勘测设计院,组建了华东水利学院、武汉水利电力学院、北京水利水电学院3所独立设置的水电高等院校;同时还在一些流域机构、水电设备制造企业和高校建立了综合性的和专业性的研究机构,初步形成了能够独立自主进行水电科学研究的体系。随后,水电科学研究事业曲折发展,“文化大革命”期间,遭到严重的摧残和挫折,科研机构和队伍濒于解体的境地。1978年全国科技大会召开之后,水电科技事业在新轨道上重新发展起来。20世纪80年代初,全国从事水电科学研究工作的各种类型的机构有20多个,科研队伍近6000人,科研装备也有相当水平。随着改革开放,我国水电建设迅速发展,工程规模不断增大,需要独立自主解决的技术问题也越多越深。中国政府一方面增加投入,加大水电科研设施建设,引进先进的仪器设备,结合正在建设或正在规划设计的重点工程,组织与五年计划同步的大规模科技攻关和引进技术的消化吸收;另一方面又按照经济体制改革的要求进行科技体制改革,建立以市场需求为导向的技术开发与创新机制,增加水电科学技术研究的资源,增强水电科技的活力。20多年来,水电科学技术研究努力为水电建设服务,紧密与工程建设结合,取得了巨大的进步,尤其是围绕二滩、小浪底、三峡等世界级大工程展开的研究工作,把我国水电科技推向世界顶峰。

现代水电工程的科学研究与实践,涉及水文、地质、泥沙、水工、施工、建材、航运、金属结构、机电设备、生态环境等多学科、多专业。一个大型项目的研究,就是一系统工程,需跨行业、跨领域协作。我国发挥社会主义制度的优越性,成功组织了“六五”以来的科技攻关和大型科技项目研究。以1991~1995年的第八个五年计划为例,国家把“高坝建设关键技术研究”列为攻关项目,在全国组织了46

个单位参加,其中包括科学研究院(所)、高等院校、勘测设计和施工单位,参加的科技人员多达2300人,投入资金近1亿元,取得了多项成套的新技术,在理论方面也有突破性的进展,对中国的建坝技术起了重大的推动作用。“九五”攻关,将“高坝工程技术研究”和“200m级高碾压混凝土坝筑坝技术”作为重点,参与“碾压混凝土筑坝技术研究”的单位达23个,科技人员达579人(高级职称367人);参与“高坝工程技术研究”的单位达35个,科技人员达1157人(其中高级职称710余人),投入资金近8000万元,2000年10月底通过专题验收,按期按质高水平地完成了合同预定的研究内容、目标和技术经济指标。为三峡工程建设,长江水利委员会、中国水利水电科学研究院、长江科学院、南京水利科学研究所、清华大学、武汉大学、河海大学、葛洲坝集团公司等数十家设计、科研、施工单位的数千名科技人员贡献了智慧和力量,有数十项科技成果达到国际或国内领先水平。

我国在每一个历史阶段,都有一批具有代表性的水电工程建成,它们是中国水电科学技术进步的标志。三峡工程是当今世界最大的水利水电工程,现在大坝已全线到顶,船闸已通航,左岸电厂全部机组已投产发电,工程的功能初步发挥,情况比预想的要好。这是中国水电建设的伟大成就,也是中国水电科学技术已跻身世界先进行列的最好证明。

鉴于电气、金属结构、机电安装的科学技术在专门的篇章介绍,本章主要介绍水工和机组方面的科学技术研究情况。

2 水工水力学的科技进展

2.1 高拱坝大流量泄洪消能技术研究

2.1.1 拱坝坝身可能最大泄量的研究

坝身孔口泄洪一般要比泄洪隧洞经济的多,研究解决坝身可能最大泄量问题,是我国西部水电开发迫切需要解决的关键技术。“九五”期间,通过对坝身孔口体型的优化、表孔与中孔的分流比和水舌入水位置、水舌空中的合理碰撞等方面研究,使水垫塘底板上的最大时均冲击动水压强控制在 $15 \times 9.8 \text{ kPa}$ (15m水柱的压强)以内,水垫塘内单位水体的消能率小于 13.5 kW/m^3 (二滩的水平);确定了溪洛渡坝身可能最大泄量为 $30000 \text{ m}^3/\text{s}$ 量级,超过二滩坝身孔口泄量近一倍(二滩 $16300 \text{ m}^3/\text{s}$),为技术上的一个重大突破;将小湾工程坝身孔口泄量提高到 $18000 \text{ m}^3/\text{s}$,减少了一条泄洪隧洞,取得明显的经济效益。

2.1.2 水流激振对拱坝安全可靠性的影响

高拱坝坝身泄洪引起的高速水流对坝体的诱发激振,国内外都普遍关注。进行泄洪功率与诱发坝体振动量级关系的研究是解决这一问题的关键技术之一。利用1:150水弹性模型进行了小湾拱坝泄洪激振模型试验,进行二滩拱坝泄洪激振原型观测以及有限元正反数值分析研究,得出小湾拱坝动位移最大均方根值为 0.12 mm ,最大动应力均方根值为 0.018 MPa ,动位移与动应力甚微,泄洪激振对小湾拱坝本

身的安全影响极小。这是继“八五”攻关之后的又一重大突破。

2.1.3 水垫塘底板型式的研究

拱坝采用坝身孔口泄洪与水垫塘消能是经济可行的泄洪消能方式。随着坝的高度增高和坝身孔口泄量加大,需要研究水流冲击底板的运动与动力机理,研究增加底板稳定性的结构形式,以保证水垫塘的安全。通过研究和大比尺水工模型试验,揭示了水垫塘消能机理和底板稳定性控制条件,证明了采用反拱型底板水垫塘可使入射水流在水下扩散的更加充分,冲击荷载更分散。采用反拱型底板消力塘可减少对河床两岸坡脚的开挖,有利于边坡的稳定性,并且结构稳定性也有提高。这一研究试验结果,为高拱坝水垫塘设计优化提供了科学依据。

2.2 导流洞改建(内消能)技术的研究与应用

2.2.1 孔板式泄洪洞

小浪底工程利用三条大型导流洞改建为三条大型孔板泄洪洞,洞径 14.5m,每条泄洪洞内各设 3 级大型孔板用于消利能量,每级孔板的收缩比分别为 0.69、0.724、0.724。该泄洪洞的规模和消能难度都创造了世界之最,引起国内外的关注和争议,如孔板的消能效果、空化问题以及孔板洞泄洪安全。2000 年结合 1 号孔板洞的泄洪运行成功地进行了水力学原型观测,其观测成果验证了设计研究阶段的成果,为论证孔板泄洪洞的运行安全提供了科学依据,也为孔板洞的设计研究积累了重要经验。

2.2.2 旋流消能式泄洪洞

旋流消能主要利用泄水建筑物本身对水流的导引作用,在洞内形成强烈的涡旋流,使水流做螺旋运动并大量掺气而消除一部分能量,降低泄洪隧洞内的流速,达到消能和掺气减蚀两个目的。这种泄洪洞的最大特点是方便布置,消能率高,对下游运行影响小。

利用导流洞改建为旋流消能式泄洪洞,对减少投资和缩短工期都具有很大意义,已引起国内工程界的高度重视,成为导流洞改建利用的又一突破点,但同时也是世界性难题。前苏联的罗贡、切尔乌姆、土波兰格和印度的切里等几座水电站设计中研究了采用与导流隧洞相结合的旋流泄洪洞,其水头为 150~250m,泄量为 1800~2300m³/s,但尚未实际运行。国内自“八五”以来也开展了不少研究工作。“九五”期间,沙牌水电站首先研究采用了旋流竖井式泄洪洞,其泄洪洞的总落差为 88m,泄量 242m³/s。之后,结合小湾、溪洛渡工程,对水头大于 200m、流量大于 2000m³/s 的旋流竖井式泄洪隧洞进行了深入研究,在 1:60 大比尺模型试验的基础上,提出了具有创新性的涡室与引水洞、竖井与导流洞连接型式、结构尺寸和掺气减蚀、排气工程措施,有效地防止结构的空蚀和振动,提高了消能率,使从进水口至竖井出口的消能率达到 80%,导流隧洞内的平均流速降低到 20m/s 量级。近年来结合公伯峡导流洞的改建利用,又开展了水平旋流消能方式的试验研究,泄洪水头 110m,单洞泄量 1060m³/s,水平旋流洞直径 10.5m,长度可控制在 50~60m,消能率达 85%以上。我国通过几个工程的研究总结,提出了旋流消能泄洪洞的设计理论和计算方法,研究与应用水平居世界前列。目前,公伯峡水电站右岸旋流式泄洪洞已经建成,是我国建成的第一个大规模的水平旋流洞。通过对泄洪洞的水流流态、压力、掺气、空化特性和泄水建筑物的动力响应特性等进行了在线监测,取得了丰富翔实的试验资料。原型观测成果及过水后的检查表明,公伯峡右岸旋流泄

洪洞水力特性好、消能效率高,泄洪洞运行安全可靠。该泄洪洞的成功运行将推动学术界对旋流式消能工的深入研究,促进旋流式泄洪洞在国内工程界的应用。

2.3 几种新型消能工的研究与应用

通过“七五”、“八五”及“九五”的科技攻关,我国研究出了下列几种适用的新型的消能工形式。

2.3.1 窄缝式消能工

缩窄泄槽挑坎后,能使水流在纵向和竖向扩散掺气,因而增强了消能作用。东江水电站右岸滑雪式溢洪道,其挑流鼻坎即为窄缝式,溢洪流量 1430m³/s,出口宽近 2.5m。龙羊峡水电站溢洪道,挑流鼻坎也为窄缝式。

2.3.2 宽尾墩消能工

宽尾墩消能结构是我国首创的一种新型消能工。它可以使水流破碎,部分水流脱离主流而大量掺气并在宽尾墩后一定距离处与主流撞击、掺混、扩散至溢洪坝全宽度,使下泄水流的能量大大减小。安康水电站,表孔采用 Y 型宽尾墩+一级消力池联合消能,入池单宽流量 154.7m³/(s·m),使消力池的消能效率提高 15%,池长缩短 1/3;中孔采用不对称 Y 型宽尾墩+消力池联合消能,入池单宽流量 202m³/(s·m),消能结果良好。

2.3.3 宽尾墩+台阶式消能技术

“九五”期间,结合百色工程的设计,开展的高水头、大单宽流量的宽尾墩+台阶式消能技术的研究,取得了可喜的进展。百色工程,碾压混凝土坝,坝高 131m,采用宽尾墩+台阶式坝面+消力池综合消能工,最大单宽流量达 200m³/(s·m),达到了目前国内外最高水平。RCC 技术在我国坝工建设方面正在蓬勃发展。这项消能技术的对于综合利用 RCC 的优势、加快施工进度、节省工程量、保证泄洪安全具有非常重要的社会与经济效益。

2.3.4 高底坎大差动消能结构

高底坎大差动消能工能使水流纵向分层、横向扩散且水股在空中碰撞,因而促进水流强烈紊动掺气并扩大射流入水面积,减小入河床的单宽流量,减轻下游河床的冲刷。白山水电站,四个表孔三个中孔,采用不同高程、不同挑角的大差动挑流鼻坎;二滩水电站,表孔为大差动俯角跌坎加分流齿,中孔为压力上翘短管,右岸两条泄洪洞,出口采用斜切扭曲鼻坎和舌形扩散坎等消能工形式,消能效率大大提高。

2.4 大流量、大落差、深水河道截流技术

三峡工程大江截流试验,发现钺堤进占时,堤头多次发生大规模崩塌现象。针对此问题进行了深入研究,并研究出切实可行的方案。三峡工程大江截流于 1997 年 11 月进行,龙口宽 130m,截流水深 60m,截流流量 $Q=8500\text{m}^3/\text{s}$,采用上游钺堤立堵截流方案,为防止钺堤头崩塌,在龙口段先行平抛垫底,龙口进占由两岸同时进行并成功合龙。无论是截流水深还是截流流量,均大于巴西的伊泰普,使我国的截流技术与水平位列世界前列。

3 水工材料的科技进步

3.1 混凝土耐久性研究

水利水电交通行业的结构混凝土所处的环境一般较其他行业严酷。我国交通部是最早支持开展港口水工混凝土耐久性研究的部门,于 20 世纪 50 年代就支持有关科研机构开展耐腐蚀、耐冻融科学研究,并以此成果为依据,于 60 年代

就主持制定了交通部第一个突出密实耐久性的《港工混凝土技术规范》；之后，一直陆续支持开展相关耐久性研究，并于80年代下达的“七五”通达计划项目“新型港工耐久硅粉混凝土的研究”，研究成果第一次在我国连云港码头结构中成功应用；90年代，又组织了国家“九五”攻关项目“港口水工建筑物耐久性研究”，对新建和已建海工钢筋混凝土结构的耐久性问题，提出了较全面解决的若干成套技术。水利电力部门自20世纪60年代起，也不断列项支持开展水工混凝土耐久性研究，自“六五”至“九五”攻关计划，均列有相关耐久性研究的项目，研发的丙烯酸脂共聚乳液聚合物水泥砂浆，填补国内空白，解决了与防渗、防腐、防冻、耐磨等耐久性相关的建筑物护面技术；研制了可取代高分子材料的护面硅粉混凝土，并开发出新型水工抗磨蚀NSF剂产品，在国内水工泄水建筑物中逐步得到推广应用；研发的水下不分散混凝土，较好解决了水工水下混凝土的耐久性；“八五”攻关项目“水工大体积混凝土的抗裂性研究”，成果促进了水工大体积混凝土抗裂耐久性的提高；“九五”攻关项目“碾压混凝土材料特性和耐久性研究”，为我国建设200m级碾压混凝土高坝的有关耐久性问题论证发挥了重大作用。中国建筑材料科学研究院，在国家“九五”重点科技攻关计划资助下，牵头组织国内多家科研院所和高等学校，进行了“重点工程混凝土安全性的研究”，针对影响混凝土耐久性的主要因素（如碱-集料反应、冻融、钢筋锈蚀、硫酸盐侵蚀、裂缝等），分三大课题十个专题开展了跨部门跨行业的近5年的联合攻关，取得了一系列科研成果。

除国家攻关计划外，国家自然科学基金委员会就三峡大坝混凝土耐久性问题，与中国长江三峡工程开发总公司联合资助了几个重大项目，如“三峡大坝混凝土耐久性及其破坏机理研究”，就三峡大坝采用的水泥等原材料性能与耐久性的关系，大坝高掺粉煤灰混凝土的长期性能、大坝泄水建筑物抗磨蚀高性能混凝土及其破坏机理、大坝灌浆材料及其耐久性等方面，开展了深入研究，取得了一批高水平成果，为三峡大坝耐久性有关重大决策提供了科学依据。此外，国家自然科学基金还不定期陆续资助了“钢筋混凝土结构耐久性试验的相似性问题”、“钢筋混凝土结构使用寿命设计”、“高性能水泥基材料的性能和失效机理研究”、“高性能建筑材料制备及失效机理研究”等重点或面上项目。

“十五”期间，混凝土耐久性的研究工作再次得到国家科技部的高度重视，设立了“十五”重点科技攻关项目“新型高性能混凝土及其耐久性的研究”，在进一步完善已有成果的基础上，又取得了大量的成果。

3.2 混凝土外加剂与高性能混凝土

国内最早于20世纪70年代由交通部首先支持了化学外加剂的研究。南京水利科学研究院于20世纪70年代末80年代初开发出以奈系为主的系列高效减水剂，填补了当时国内的空白。水利水电部门于20世纪80年代末90年代初，列项支持了“水下不分散混凝土及涂层的研究和应用”、“水工混凝土特殊外加剂与外加剂复合技术研究”等重点项目，开发出水下不分散混凝土外加剂、泵送剂、锚固剂等成果并形成产品；“八五”、“九五”期间，为解决大坝碾压混凝土高温日晒条件下的施工问题，先后在两期攻关中设立高温缓凝剂的研究和应用，开发出填补国内空白的高温缓凝剂并形成产品。由于混凝土化学外加剂研究成果的直接表现是产品，直接与经济效益、市场行为密切相关，因此，除有关行业和部门曾列项支持外，主要由单位特别是企业自主研发为

主，由国家直接列项开展攻关式研究的很少。关于粉煤灰、磨细矿渣、硅粉等矿物外加剂，有关部门一般结合混凝土耐久性研究列入其中，如建筑行业、水利水电行业曾多次列项开展涉及粉煤灰或硅粉的研究以及相关的标准化工作，交通部门“九五”期间在“港口水工建筑物耐久性研究”项目中曾列子题专门开展大掺量磨细矿渣高性能混凝土研究等。关于高性能混凝土，自“九五”以来，国家和各有关行业也是与耐久性研究结合，列项涉及高性能混凝土研究的很多，前已基本述及。

3.3 高分子材料研究进展与应用

3.3.1 防腐蚀涂料

南京水利科学研究院在“九五”期间针对水电工程金属结构的不同运行工况研制了三类长效防腐蚀涂料：耐候涂料（针对大气腐蚀）、抗微生物腐蚀涂料（针对水中微生物腐蚀）和耐磨涂料（针对挟沙水流的磨蚀），在工程中的应用效果明显。该院针对目前防护涂料有大量有机挥发物污染环境的情况，2003年又承担了“环境友好型喷涂弹性聚氨酯涂料”科技创新项目，研制开发包括聚脲弹性喷涂材料在内的环保防腐蚀涂料。南京水利科学研究院承担的“火电厂钢结构的防腐研究 T-90 水性富锌涂料保护的试验研究及应用”项目，研究成果同样是有利于环境保护的涂料，已通过部级鉴定并在工程中得到推广应用。长江科学院近年研究的环氧树脂纳米涂层材料，已通过部级鉴定。

3.3.2 土工合成材料

自国内开展土工合成材料的研究和应用以来，水利部、交通部、铁道部等均成立重大项目和专题进行各方面的研究。特别是在1998年洪水后，土工合成材料研究得到大力发展，给该领域带来了新的机遇和挑战。国家拨专款成立多个研究课题，内容涉及：①新产品的开发研制（如土工合成材料在堤防除险加固中的应用研究课题，开发和研制了抢护堤防管涌破坏的装配式围井和滤垫，取得了国家发明专利，并被列为国家防汛储备物资）；②国外研究工作调研（出版了专著《国外土工合成材料的应用研究》）；③示范工程（如长江嘶马弯道应用土工模袋示范工程，治理深圳河土工合成材料示范工程等）。

3.3.3 高分子灌浆材料

华东勘测设计研究院于20世纪80年代即研究出LW和HW高分子灌浆材料，用于混凝土裂缝修补或防渗堵漏，已在工程中推广应用，效果良好。原电力工业部资助的“八五”攻关项目“普定碾压混凝土拱坝诱导缝灌浆技术研究”提出了可满足重复灌浆要求的诱导缝板和管路的埋设技术，对当时常用的几种化学灌浆材料进行了分析对比，研制了三种不同组合的互穿聚合物网络复合物灌浆材料。这在化学灌浆材料的研究上有所发展和创新，随后进行的现场应用，效果较好。国家电力公司资助的由中国水利水电科学研究院和南京水利科学研究院共同承担的“九五”重点项目“大坝水下裂缝补强加固技术研究”研发了可用于混凝土坝水下裂缝和伸缩缝渗漏修补与加固的弹性高分子灌浆材料。长江科学院研制的CW型高分子灌浆材料已大量应用于三峡等工程，效果良好。

3.3.4 高分子密封材料

国家从“七五”到“十五”均在开展密封材料的研制、规范制定以及设备引进。在水利工程上，中国水利水电科学研究院承担了“九五”攻关项目“水布垭混凝土面板堆石坝新型止水结构与新型止水材料研究”。项目提出了适合于水

布面面板坝的止水结构和止水材料,并通过试验验证,达到工程设计要求,从而解决了水布垭面板坝的接缝止水设计与施工问题。此外,华东勘测设计研究院研制的SR型嵌缝材料、中国水利水电科学研究院的GB型嵌缝材料、南京水利科学研究院研制的PU型嵌缝材料等也已在工程中得到较广泛的应用,效果良好。

3.4 水工结构修补及加固材料

3.4.1 纤维增强加固、修复技术

我国于1996年开始对碳纤维增强复合材料加固修补水利建筑结构进行研究,并在1998年开始了实际工程应用。现已有十几个科研院所、十余所高校对这项技术进行了研究。其中科研院所以国家工业建筑诊断与改造工程技术研究中心、中国建筑科学研究院、四川建筑科学研究院等为代表;高等院校以清华大学、东南大学、同济大学、湖南大学等为代表。在应用方面,中国水利水电科学研究院、南京水利科学研究院已开始使用碳纤维进行工程修补加固工作。此外,武汉大学土木建筑工程学院等也在应用方面做了不少工作。

在我国,纤维树脂筋应用基础研究已引起科研工作者极大兴趣,得到了国家自然科学基金委员会、科技部、教育部和许多省市科技主管部门以及一些企业的关注、资助和支持。郑州大学从1998年开始在国内较早开展纤维塑料及其混凝土结构受力性能的系统研究,于1999年和2000年连续两年得到国家自然科学基金项目的资助,开展纤维聚合物筋混凝土梁力学性能的研究和纤维聚合物筋锚杆锚固机理研究。

3.4.2 建筑物损伤理论

我国在“七五”、“八五”期间设立了“固体变形、损伤、疲劳、断裂”重大科研项目,20世纪80年代末,科研院校亦展开研究。与建筑工程有关的,如同济大学开展“混凝土随机损伤本构关系的研究”,但其内容主要在材料层次上,其研究方法也是“损伤力学”的思路。再如我国“八五”期间国家科委组织的攀登计划“重大土木与水利工程安全性与耐久性的基础研究”,其中也有若干关于结构损伤与寿命研究的内容。此外,出版的著作有西安交通大学楼志文教授编著的《损伤力学基础》、清华大学余寿文教授的《损伤力学》、华中理工大学李德教授编著的《损伤力学基础》,以及铁道部科学研究院余天庆教授编著的《损伤理论及其应用》等。

4 坝工技术的进展

4.1 土石坝筑坝技术

4.1.1 土石坝坝体设计技术

(1) 对土质防渗体高土石坝技术,结合坝高167m的黄河小浪底工程斜墙堆石坝和坝高188m的瀑布沟水电站心墙堆石坝,进行了筑坝材料研究、坝基软弱夹层特性研究和设计计算方法研究。研究成果的应用使小浪底和瀑布沟工程的设计更加合理,所开发的计算程序和方法都达到了较高水平。

(2) 对混凝土面板堆石坝筑坝材料,包括开挖料和专用料场的一般硬岩、过软岩、砂砾石、特硬岩等坝料,进行了大量试验(国外做得较少),积累了许多资料,并开展了利用软岩筑面板堆石坝的应用研究,通过坝体用料的合理分区和施工工艺的优化,使一些所谓的软弱岩也可以作为筑坝材

料,从而可以充分利用开挖料并提高料场的利用率,对节约投资、缩短工期、减少施工对环境的不利影响有重要意义。

(3) 开发了一批重要计算机软件:①高堆石坝优化设计软件系统;②高土石坝施工导流优化分析及风险分析计算程序;③土石坝全弹塑性有限元计算程序;④三维有限元总应力法坝体动静力分析程序;⑤滑坡和边坡岩体工程分类、统计数据库;⑥岩质高边坡稳定分析和评价计算机软件系统。初步形成了土石坝工程计算、分析的计算机软件系统。

4.1.2 土石坝防渗技术

(1) 通过大量、系统的室内外试验研究和综合分析,提出了利用宽级配砾石土作高堆石坝防渗体的成套技术(包括填筑标准、工程性质、渗透与渗透稳定性的确定或测定和填筑施工质量控制方法)。

(2) 开发研制出高强度低弹模、低弹模低强度和低弹模中强度防渗墙用的新型混凝土墙体材料。

(3) 结合水口围堰进行塑性混凝土的长期力学性能的追踪研究,提出了弹强比随龄期的增长而降低的成果,并提出了一种塑性混凝土损伤力学模型。建议用摩尔-库仑强度准则设计塑性混凝土防渗墙。

(4) 采用数值模拟方法系统研究了高土石坝坝基防渗墙与坝体防渗体连接型式及其适用性。

(5) 开发了一套混凝土面板结构计算方法,以及面板配筋理论和计算方法,使面板设计有了理论依据。

(6) 对面板坝面板传统的三道止水的结构作了改进,并对底部铜止水,开发了一套考虑大变形的结构计算方法,倾向于取消中部塑胶止水带。对缝顶的表层止水,开发了GB、SR塑性嵌缝材料,性能优于国外常用的IGAS材料,并开发了潮湿面黏结剂等辅助技术及各种复合止水材料。

4.1.3 高土石坝抗震关键技术

(1) 改进提高了粗粒料动力工程性质的整套测试技术,提出了几种粗粒料的动应力与循环应变、残余剪应变和残余体应变的关系,为高土石坝动力分析提供了必要的参数和测试手段。

(2) 在深入研究砂砾料液化问题的基础上明确提出了各主要因素对砂砾料液化的影响及相应的工程对策。

(3) 首次利用多功能扭剪仪,研究并提出了主应力偏转角与中主应力对土动强度影响的测试方法;研究了防渗体土料在复杂应力下的强度指标(包括砂土双向振动的强度指标),给出了该指标对常规试验指标的校正值。

(4) 用原位剪切波速控制试样制备,模拟砂土结构性影响,进行动力试验和分析,并与常规方法进行比较,首次将试验结果用于瀑布沟工程,明确提出,在设计地震作用下,建坝后坝基深覆盖层中的饱和砂不会发生液化的结论。

(5) 用振动台模型试验及理论分析,建立了面板坝三维动力反应分析方法及程序,并总结出一套面板坝抗震措施。

4.1.4 土工离心模型试验技术

(1) 建成了LXJ-4-450土工离心模型试验机和配套的测试系统,并探索了试验技术。该试验机最大转动半径5.03m,最大转速359r/min,最大加速度可达 $300 \times 9.8 \text{ m/s}^2$,有效负载1.5t,有效荷载容量 $450 \times 9.8 (\text{m/s}^2) \cdot \text{t}$,其规模为亚洲第一,世界第四。全套设备的设计、制造及安装调试完全由国内完成。利用这套设备,可进行150~200m甚至300m高的土石坝岩土力学模型试验。

(2) 结合瀑布沟工程做了模型重量达2t,最大压力5.75MPa,24种不同组合接头型式的 $400 (\text{m/s}^2) \cdot \text{t}$ 规模的离心模型试验,提供了大量的试验成果。

(3) 推导论证了离心模型试验技术的基本原理、固有误差,综合提出大型土工离心机基本设计原则,以及堆石料、弯曲薄板、塑料排水插板、岩基断层和土石坝施工填筑过程等的模拟方法。

4.1.5 土石坝施工技术

(1) 针对面板坝上游坡面工序烦琐、垫层料碾压质量难以得到有效控制、坡面抵抗雨水冲蚀能力差等问题,进行了混凝土挤压式边墙施工技术研究。国内首次在公伯峡面板堆石坝工程中应用,在挤压墙的理论分析计算和施工应用两方面所取得的成果填补了国内空白,尤其是理论计算方面达到国际先进水平。

(2) 开发出坝体堆石料供应规划仿真模拟软件系统,并在天生桥一级面板堆石坝工程施工组织设计中得到实际应用。

(3) 在原有冲击钻机的基础上,创造性地解决了双绳冲击同步关键技术,研制出 CZF-1200、CZF-1500 两种适合我国国情的新型冲击反循环钻机。

(4) 研制成功泥浆循环净化系统、排渣管快速接头、适应各类地层的钻具、用于墙段接头的液压可张式双反弧钻头及砂石泵真空自动启动转换装置等冲击反循环钻机配套机具。

(5) 研究了 CZF 系列冲击反循环钻机成套工艺,解决了防渗墙快速和优质造孔及百米深墙施工关键问题。

(6) 研制成功 CFJ 型超声波防渗墙槽孔检测仪,一次能检测槽孔深度、宽度、斜度及淤积厚度并自动打印记录,对保证防渗墙槽孔施工质量有重要意义。

(7) 开发了面板混凝土浇筑用的无轨滑模、垫层料制备工艺及设备、面波仪、压实计,以及长条形铜止水现场成型和铜止水异形接头的工厂化压制成型技术等。

4.1.6 土石坝安全监测技术

“九五”国家重点科技攻关计划立项研究高面板坝的新型监测设备及资料反馈分析,成果如下:

(1) N2000 型遥测遥控水平垂直位移计测量范围达 520m,属世界上最长的传感器,满足 230~240m 高面板堆石坝坝体内部变形观测的需要,是世界上唯一实现了遥测遥控的坝体内部变形监测设备,获国家发明专利,技术性能达到国际领先水平。

(2) 高精度双向固定测斜仪具有高精度旋转基座与定位系统,能双向观测和正反向复测,消除了零点漂移与温度漂移影响,获国家发明专利,其测量范围与技术性能达到国际领先水平。

(3) 在国内外首次建立了堆石坝坝体变形和面板挠度及应力统计模型、坝体变形预测模型和筑坝材料流变模型,用反馈分析确定筑坝材料缩尺效应修正系数、流变模型参数和接触面参数。

4.2 碾压混凝土坝筑坝技术

4.2.1 碾压混凝土坝设计技术

4.2.1.1 100m 级碾压混凝土拱坝设计技术研究

(1) 简化坝体布置,以利于快速施工;提出了解决高碾压混凝土拱坝结构分缝的多种途径,成果有创新。

(2) 在拱坝温度应力有限元仿真计算中,用并层坝块接缝单元模型,仿真并层算法和分区异步长算法等理论计算方法,简化了计算工作,提高了计算效率,在技术上有突破。

(3) 在拱坝抗震分析中,应用三维非线性缝单元和动态子结构理论首次对坝体诱导缝的张开和相对滑动等动力非线

性问题进行研究,由此作出对沙牌拱坝抗震安全的评价,为设计提供了依据。

(4) 在高碾压混凝土拱坝材料研究中,采用高 C_4AF 、低 C_2S 与 C_3S 与 C_3A 等的水泥,提高了水泥的抗裂性;利用当地的骨料和掺用高效缓凝减水剂,获得了抗裂性较好的碾压混凝土配合比。

(5) 对高掺粉煤灰、外掺 MgO 的微膨胀碾压混凝土应用于沙牌大基础深槽的研究,在国内外属首次。

4.2.1.2 龙滩碾压混凝土重力坝设计配套技术

(1) 高碾压混凝土重力坝设计方法的研究,为坝体设计与施工提供了下述依据:①坝体应力的量化分布状况;②混凝土的配合比与合理密度;③坝体基岩质量分级原则和标准;④坝基应力控制标准;⑤坝体稳定分析;⑥温度控制的方法和裂缝防止措施;⑦高气温、高湿度、日照、风速等因素影响下,大仓面碾压混凝土施工方法与技术措施;⑧高碾压混凝土坝的施工机械设备配套选型原则及其相应的施工组织方法等等。这些依据对高碾压混凝土坝的结构设计质量和坝体施工质量至关重要。

(2) 高碾压混凝土重力坝渗流分析研究,取得了高碾压混凝土重力坝渗流特性与材料、碾压质量、混凝土强度、抗渗等级等各种因素的关系;现场压水试验设备;坝体、层面、缝面和裂隙的水力等效性;防渗结构设计论证等成果,解决了龙滩防渗结构设计这一关键问题。

(3) 碾压混凝土材料性能和耐久性研究,从碾压混凝土的基本要素(各种材料及其配比)研究着手,证明了碾压混凝土用于 200m 级高坝也能满足抗渗耐溶要求和高气温条件下碾压混凝土也能照常施工。

4.2.1.3 混凝土高坝全过程仿真分析及温度应力的研究和应用

(1) 首次提出了包括仿真并层算法、并层坝块接缝单元、分区异步长算法及考虑水管冷却的等效热传导方程等一整套新的仿真计算方法,并编制了相应计算机软件,在保证计算精度的条件下,极大地提高了计算效率,解决了混凝土高坝仿真分析的关键性技术难题,是混凝土坝应力分析方法的重大突破和创新。

(2) 系统地研究了通仓浇筑的常态混凝土重力坝和碾压混凝土重力坝温度应力的特点和规律,发现通仓浇筑与常规柱状浇筑混凝土重力坝有重大差别。通仓浇筑重力坝,因为没有二期水管冷却,内外温差始终起控制作用,上下层温差影响也很大,若处理不当,极易产生劈头裂缝。这个结论对混凝土坝的设计和施工具有重大指导作用。

(3) 首次提出了碾压混凝土拱坝温度荷载计算方法、温度控制和接缝设计的原则和接缝构造形式,对碾压混凝土拱坝设计有重要意义。

4.2.2 碾压混凝土拱坝筑坝配套技术

1989 年,我国开始建设碾压混凝土拱坝。到 2004 年 10 月底,已有贵州普定、甘肃龙首、四川沙牌等 9 座碾压混凝土拱坝建成,并有湖北招徕河、贵州大花水等 9 座在建。我国已成为世界上已建和在建碾压混凝土拱坝最多的国家。在这些碾压混凝土拱坝中,有当今世界最高的(沙牌坝,高 130.0m)、最薄的(龙首坝,高 80.0m,厚高比 0.17)和又薄又高的(招徕河坝,坝高 107.0m,厚高比 0.17),有在气候恶劣的高寒地区和地质条件较差的高地震区修建的,有各种体形的,有结构复杂的。我国碾压混凝土拱坝技术已走在世界前列。

4.2.2.1 普定碾压混凝土拱坝筑坝新技术

普定坝是我国第一座碾压混凝土拱坝。其建设带有探索

性,在坝设计理论、结构型式、防渗措施、筑坝材料、温度应力、温控措施、施工机具和施工工艺等方面,均取得了重大成果。其中在建立考虑温度对碾压混凝土性能影响的温度徐变应力分析数学模型,在碾压混凝土的耐久性研究,在碾压混凝土拱坝采用整体式结构设置诱导缝,改进和完善建立在虚拟裂缝模型基础上三维非线性断裂软科学有限元程序等方面,都取得重大突破。

4.2.2.2 沙牌碾压混凝土拱坝筑坝配套技术

沙牌碾压混凝土拱坝高130m,是当今世界最高的碾压混凝土拱坝。筑坝的难点是高碾压混凝土拱坝采用全仓面整体碾压、连续上升的快速施工方法,温度应力和裂缝控制问题十分突出。通过研究解决了这些问题。主要技术创新点:①系统地建立了碾压混凝土拱坝分缝的依据理论和计算方法;②首次在碾压混凝土拱坝提出并成功采用了重力式预制混凝土模板成缝技术和重复灌浆技术;③首次在碾压混凝土坝成功采用预埋高密度聚乙烯冷却水管技术;④研制成功低脆性微膨胀水泥,因地制宜选用花岗岩人工骨料配制出高抗裂性能碾压混凝土;⑤真空溜管高差突破了过去50m的限制,使真空溜管入仓高度达到了100m级;⑥采用计算机仿真技术首次模拟了高碾压混凝土拱坝的施工过程。研究成果已成功应用于沙牌高碾压混凝土拱坝建设,系统形成了100m级以上高碾压混凝土拱坝筑坝配套技术,为碾压混凝土设计或施工规范的制订起到了指导和参考作用。

4.2.3 碾压混凝土制备技术

4.2.3.1 200m³/h双卧轴连续强制式碾压混凝土搅拌系统设备

由我国自行设计研制,全自动控制,能按要求生产不同标号的二级配、三级配碾压混凝土,也能生产常态混凝土,生产能力为100~200m³/h。已用于沙牌工程碾压混凝土生产。从使用效果看,其生产的碾压混凝土优于德国同类产品BHS搅拌机生产的碾压混凝土。设备中的高抗磨材料衬板、砂含水量测定及砂水自动补偿等关键部件也优于进口拌和机。

4.2.3.2 碾压混凝土施工机具配套技术

(1)经五强溪工程现场碾压试验,确定了现在我国使用进口的BW202、BW200、BW90SH、BW75等振动碾的机械性能、能量传递、最佳碾压厚度等工作参数和适用条件,为振动碾国产化的技术标准提供了依据。

(2)采用国外的先进技术设计制造的深槽高速皮带机,性能参数、技术指标达到合同规定要求,具有的高效生产率和低廉造价。

4.2.4 碾压混凝土铺筑与接缝灌浆技术

4.2.4.1 大仓面碾压混凝土斜层平推铺筑法

研究和提出高碾压混凝土重力坝斜层铺筑法的原理和工艺。采用斜层平推铺筑法新工艺,可进行大面积持续浇筑,加快工程进度;可显著改善了混凝土层面之间的结合质量;便于突破碾压混凝土夏季施工受限的难题;在雨季对层面排水有利,降雨时需要临时保护的层面面积也小。斜层平推铺筑法的工艺首先在江垭工地进行研究试验,斜层坡度为6.67%左右,在此基础上直接用于坝体施工,经坝体钻芯取样研究表明,斜层铺筑的芯样获得率和抗剪强度均略优于通仓薄层铺筑。

4.2.4.2 高气温和多雨条件下碾压混凝土施工技术

结合龙滩工程,提出了成熟度(仓面气温和层间间隔时间的乘积)、温度和层面抗剪断参数的经验关系式,使施工可根据具体的环境条件(气温、相对湿度、风速等),按照

抗剪断参数的要求,方便地得到层间允许的间隔时间,为碾压混凝土坝夏季施工设计和现场工程决策,提供了重要的参考依据。

系统地研究了降雨对碾压混凝土坝施工过程的影响,提出了相应的控制标准,作为雨季施工的科学依据。

4.2.4.3 碾压混凝土现场快速质量检测技术

提出了如下技术:①采用电动势法测量水泥的初凝时间,而不用传统采用的以测量物理量的突变点确定初凝时间;②采用电阻微分法测定水泥的初凝时间,比传统采用的电阻的突变点确定初凝时间准确;③研制了测试碾压混凝土初凝时间的电动势法传感器和电阻微分法传感器;④研制了碾压混凝土层面多参数测试仪;⑤采用测量初凝时间法测试了碾压混凝土层面厚度,测试结果显示:1mm、10mm和20mm厚碾压混凝土层面的初凝时间是相同的;⑥研制了BZJ-3B表面波压实密度仪和BZJ-3H表面波硬化混凝土质量检测仪;⑦研制开发了表面波施工质量检测数据库系统,可实现对检测数据进行存储、计算、制表及质量评估。

4.2.4.4 碾压混凝土拱坝接缝重复灌浆技术

通过试验研究,提出了一套适用于碾压混凝土拱坝的单回路重复灌浆系统,橡胶套阀重复出浆盒以及可灌注细缝的改性超细水泥浆材等灌浆技术。和以往工程采用设置两套灌浆系统和采用化学灌浆材料相比,这种单回路、改性超细水泥浆材重复灌浆技术,既能节约工程投资,又对环境保护有利。

4.3 高拱坝的结构研究

4.3.1 高拱坝应力控制标准研究

首次全面系统地对现行拱坝设计规范中应力控制标准考虑不周的各项因素进行了分析,研究了不同计算方法、计算软件、有限元网格、材料特性等对拱坝应力状态的影响。

首次大规模全面地用多拱梁法和三维有限元法程序对国内外已建成的15座拱坝进行了坝体应力、开裂范围的计算分析,计算成果为拱坝合理的应力控制标准提供了基础。

提出并论证了一套新的高拱坝应力控制标准,比国内外现有的拱坝应力控制标准考虑的因素更全面、更合理,而且计算简单,具有重要的工程应用价值和重大创新。

4.3.2 高拱坝新型合理体型研究和应用

我国的拱坝优化技术已达到完全实用化。主要研究成果是:①建立了合理而实用的优化数学模型,充分考虑了实际施工的各项因素,使优化结果既经济又切实可行;②提出了一整套高效的优化解法——如内力展开法,比目前国外的方法快8~10倍;③提出了拱坝动力优化方法,可在优化中考虑地震荷载;④已优化设计100余座拱坝,节约了巨额投资(如世界上第一座用优化方法设计的拱坝——瑞洋拱坝,节约投资达30.6%);⑤主持编制的大型拱坝应力分析和优化程序ADASO,可广泛应用于各种类型的拱坝;⑥改进了拱坝应力控制标准;⑦提出有限元等效应力法及相应控制标准,已被拱坝新设计规范采用。

首次开展了动力优化研究,提出了非对称矩阵子空间连代的新方法,将子空间连代法和Wilson-Ritz向量法应用于拱坝动力分析;提出了基于最小能量原理的动力优化模型,解决了位于高地震区的高拱坝的体型优化的难题;并提出了抗震跨缝钢筋的设计准则和计算方法。

首次提出了双目标(坝体体积和安全度)和多目标(体积、应力、拉应力区和失效概率)拱坝优化的数学模型和解法,进一步发展了拱坝优化的数学模型,把拱坝体型优化技

术提高到一个新的台阶。

提出了基于拱坝优化的混合曲线和二次曲线两种拱坝新体型；论证了拱圈线型对坝体体积的影响；首次提出并证明了拱圈线型的理论排序；给出了优选拱圈线型的方法和程序。混合曲线及二次曲线拱坝的研究成果已应用于 10 余座拱坝工程，其中江口椭圆拱坝坝高达 140m，累计节省工程投资 10753 万元，另外，提前发电可增加经济效益 8158 万元。国外迄今还未用于实际拱坝工程。

针对小湾拱坝和溪洛渡拱坝，提出了抛物线拱坝优化体型，小湾拱坝已选用了“九五”攻关的抛物线优化体型，同时进行了二次曲线和混合曲线两种新体型的体型优化研究，为高拱坝的体型优化设计提供了参考。

4.3.3 高拱坝坝基稳定研究

对 Hoek-Brown 岩体强度理论作了研究和改进，结合小湾工程研究了含断续节理岩体的破坏机理，推导出 m 、 s 的变化规律，探讨了预测岩体强度参数的新方法。

提出截取边界恒渗透量补给条件下的模拟方法和相应算式；研究了干区虚拟渗流运动的不变网格有限元模拟分析方法，提出渗流控制分析中密集排水孔模拟的快速分析方法，运用该方法分析研究了小湾坝址区 30 多组次整体渗控方案。

采用三维块体系统（包括凹块）弹黏塑性变形与稳定的基本理论和三维刚体弹簧元理论，开发研制了将其应用于坝肩稳定分析的计算软件，实现了三维复杂块体系统的自动快速识别和图形显示，并对小湾和溪洛渡两座高拱坝的坝肩稳定作出了评价。

综合利用断裂力学、损伤力学和三维非线性有限元方法系统地研究了多裂隙岩体的力学特性，以及岩锚杆（索）加固机理，研究了加锚索损伤联合体作用模型，探讨了小湾高拱坝坝肩稳定加固方案。

开展了小湾拱坝大型地质力学模型试验研究，在测试手段、材料和加固措施的模拟方面有所创新，揭示了超载情况下坝肩和坝体的破坏过程及超载安全度，较好地反映出加固措施的效果。

4.4 高拱坝抗震技术研究

我国西部多属高地震烈度区，小湾、溪洛渡等 300m 级高拱坝，设计烈度都达Ⅷ度，抗震安全成为工程设计的控制工况。

通过国家重点科技攻关，进行了大量的理论分析和必要的试验验证，开创性研制了能综合考虑上述 300m 级高拱坝抗震主要本质特性、尽可能反映工程实际情况的实用大型计算程序，基本解决了按Ⅷ度强震修建 300m 级高拱坝的抗震安全问题，为小湾工程立项中关键技术问题的审核提供了决策的科举依据。研究成果又在黄河龙羊峡拱坝抗震安全评价中应用，为工程竣工验收安全鉴定提供了科学依据。

4.4.1 地震危险性分析和地震动输入机制的研究

针对我国是一个地震活动比较频繁，同时又缺乏强震记录这一实际状况，深入研究了地震危险性分析的不确定因素和合理考虑地学资料的数学处理方法。在国内外首次将地理信息系统（GIS）技术应用于水库诱发地震研究和前期预测，为评估水库诱发地震提供了有效手段。

4.4.2 坝体地震反应分析和坝肩动力稳定研究

针对影响高拱坝抗震安全，以及在现行规范和国内外拱坝抗震设计中尚未计入的重要因素，开发了更接近实际、适于工程应用的高效非线性拱坝抗震分析程序。

提出了基于连续介质力学分析坝肩岩体与坝体动力耦合

的抗震稳定时程分析方法，并开发了相应程序，可获得整个地震作用过程中岩体抗滑稳定安全系数时程曲线。

4.4.3 高拱坝地震应力控制标准和抗震措施研究

通过对地震区 300m 级高拱坝的综合研究，认为正常高水位时的地震工况仍是控制工况，仍应作为坝体强度安全评价的主要依据。针对 250m 以上高坝抗震安全应作专门论证的规定，提出了配套的地震应力控制标准。对小湾工程提出的沿坝基 15m 左右内的混凝土等级提高到 C40，可以满足抗拉、抗压和抗剪的抗震要求。

针对国外专家建议和国内一般采取的在坝体设置大量抗震钢筋的作用、效果以及由此造成的问题等都作了深入的研究，首次明确在坝面布设抗震钢筋对改善坝体应力作用有限，而主要是起限制横缝张开度以防止水破坏作用。从而对布筋的必要性、敷设部位、数量及材料要求等作了较深入研究，并对小湾拱坝工程设计提出具体建议。此外，还首创提出在拱坝这类大型水工建筑物采用设置减震装置的可能，装置的技术要求、型式选择、容量、数量、布设部位，以及其对坝体在强震时的实际减震效果都进行了分析计算和研究论证，提出了具体建议。

结合小湾工程首次进行了全级配大坝混凝土的动力强度特性试验，特别对于不同静态预载水平对最终动静态综合强度的影响进行了研究，填补了大坝混凝土材料研究中的空白。

4.4.4 坝体、库水和坝基相互作用动、静力分析研究

(1) 建立了工程实用的岩体裂缝网络渗流场与应力场耦合的拱坝整体稳定分析系统。对岩体渗流模型选择，裂隙网络生成方法，渗流参数确定，渗流场与应力场的耦合分析，拱坝整体稳定多因素断裂损伤和坝肩（基）岩体稳定性广角度分析的理论、准则与方法，裂隙网络饱和、非饱和、非稳定渗流分析方法方法等，形成了一套完整的分析体系，为岩体裂隙网络渗流朝实用化方向迈出了一大步，对坝基岩体、边坡岩体渗流分析和加固设计有很好的应用价值。对单一裂隙水力特性进行了试验和理论研究，提出了较合乎实际又实用的描述裂隙面几何形态的方法及其与导水系数的关系，研究了粗糙裂隙、充填裂隙和交叉裂隙的水力特性及渗流与变形的耦合机理，研究了非饱和状态下的裂隙水力特性等，为裂隙岩体渗流研究和分析计算奠定了基础。

(2) 建立了功能强且完整的拱坝非线性拱梁分载法和三维非线性有限元法全过程分析系统，均能够对拱坝的非线性行为开裂、裂缝跟踪、应力重分布、压碎等演变全过程及超载进行分析计算，具有高的学术水平和应用价值。

(3) 在“七五”攻关的基础上发展了地震荷载下拱坝体型优化，用曲率半径方程统一描述拱圈型式的混合线型体型优化，控制坝踵开裂的拱坝体型优化，考虑抗滑稳定安全系数约束的体形优化，形成了一个全面而完整的拱坝体型优化系统。

(4) 开拓了拱坝非定值分析系统，为拱坝由确定性分析方法向可靠度分析方法转轨奠定了基础。

(5) 完善、丰富了拱坝抗震计算分析系统，发展了高拱坝抗震试验研究。包括：①首次提出了一个拱坝与地基地震动力相互作用的时域模型；②提出了拱坝地震动输入的新的计算模型，考虑了任意河谷地形对地震波的散射影响及地震动空间相关性随机变化；③提出了强震时拱坝横缝开合非线性影响的动力分析方法；④提出了拱坝坝肩动力稳定的三维离散元分析方法，可以考虑岩体大变形、位移和速度时程作用以及坝体应力状况，能反映地震荷载的频谱特性对岩体稳

定的影响;⑤发展了基于概率理论的抗震可靠度分析方法,提出可供实际工程应用的完整配套的具体建议;⑥拱坝坝体、地基与库水动力相互分析的现场试验验证,将坝基河谷不均匀地震动输入机制和库水可压缩性及库底吸能效应对拱坝地震反应及抗震安全性影响的研究推进了一大步。

(6) 研制了一套大坝安全监测、监控和安全评价成套技术,包括自动化监测系统仪器,监测数据自动化采集、分析、整编与远程通信,反馈分析和大坝安全监测、性态评价专家系统,并成功地用于龙羊峡工程安全运行发挥了重要作用。

(7) 根据上述提出的理论和方法,研制了一大批高水平的应用分析软件和专家系统,并应用于拉西瓦和小湾工程的设计论证及龙羊峡工程的安全监控运行。

5 岩质高边坡与地下工程技术研究进展

20世纪60~70年代,伴随我国西南地区水能资源开发序幕的揭开,在一些水电工程的前期勘探过程中,开始遇到岩石高边坡的问题。如四川的龚嘴、二滩、贵州乌江渡除了与一般边坡类似的特征和问题外,最为引起工程地质学家注意的是这些边坡所表现出的复杂变形破坏现象,它们都难以用通常静力学观点去认识,尤其是如何解释滑动面的形成过程。

三峡工程建设和西部开发的实施,极大地推动了我国岩石高边坡工程理论与实践的发展。这一阶段有以下三个方面标志性的成就。一是系统科学的思想被引入到复杂地质过程和高边坡稳定性研究,人们开始了从认识地质体向适应乃至改造地质体、从认识边坡变形破坏行为向控制灾害发生的过渡,诞生了“系统工程地质学”、“工程地质系统集成”和“互馈作用”等学术思想。另一标志是非线性科学被引入到了边坡灾害的研究,人们借助于非线性科学,认识到了系统形成与演变的非线性特性,从而跨越了从线性系统到非线性系统的历史性转变。与此同时,伴随长江三峡工程船闸高边坡、链子崖岩体高边坡等相继进入治理施工阶段,从而在很大程度上推动了我国岩石高边坡的稳定性控制和监测技术的方法和技术进步,其标志性成果是大吨位岩石锚固工程的开展。

在过去的十几年中,通过国家攻关及行业的联合研究,结合已建或在建水电工程中的高边坡问题,开展了大量的科研工作。在边坡稳定分析、预测、评价,边坡的加固技术以及边坡监测等方面取得重要进展,并取得了一批国际领先水平的科研成果。

5.1 岩质高边坡技术研究

5.1.1 岩质高边坡稳定分析方法和软件系统

(1) 在结合李家峡层状结构边坡失稳机理的研究中,揭示了国内外文献中少有报道的层状斜向岩体结构边坡发生平面旋转的楔体破坏以及滑动—溃屈破坏模式。在龙滩反倾向层状结构岩体边坡失稳机理的研究中,应用工程类比,二维极限平衡法,二、三维动、静力有限元和离散元方法,二维基底摩擦试验,二、三维离心模型试验等多种手段全面分析论证了左岸进水口和坝前倾倒区高边坡的开挖稳定性,从而优化了设计,使全地下厂房方案建立在科学的基础上。

对用岩体节理三维网络计算机模拟技术进行的边坡随机楔体稳定分析技术,在“八五”攻关已解决了应用塑性力学上限原理求解边坡稳定的二维方法的基础上,“九五”期间又进一步建立了完整的应用塑性力学上限原理,求解三维边

坡稳定的理论体系和方法。

(2) 在岩体和岩体结构面抗剪强度特性的研究中,对无充填结构面、软弱夹层和节理岩体的抗剪强度及其流变特征进行了试验研究。在无充填结构面的特性研究方面,引进了近景解析摄影测量方法和相关领域的研究成果,较好地解决了无充填结构面壁面粗糙度实地量测问题,对Barton公式作出了改进和完善。对软弱夹层强度软化、弱化特性和岩石流变特性的研究,应用网络模拟技术和近代岩石力学的研究成果,较好地解决了节理岩体连通率问题,并对综合抗剪强度分析和地质条件概化等问题,进行了有益的探索。

(3) 开展了滑坡和边坡岩体工程分类、统计和数据库软件的研究开发工作,形成了按照统一的表格登录,包括117个工程的文件,提高了对边坡岩体的认识水平和分析判断能力,并为建立我国边坡岩体工程分类体系创造了条件。

(4) 建立了地形地质资料处理和各种岩质边坡稳定分析方法的计算机软件系统,在理论上有所创新和发展,并且应用于李家峡、龙滩、龙羊峡、三峡、洪家渡等许多工程的高边坡稳定分析。

5.1.2 岩质高边坡开挖及加固措施技术

(1) 开展了四项大规模系统的现场试验和测试:①群锚机理试验;②爆破对锚固设施影响现场试验和测试;③岩质高边坡动力响应试验测试;④高边坡预应力锚固设施快速施工现场试验。其中第一项为国内外首次。

(2) 首次提出了预应力锚固群锚机理和效应,揭示了群锚对裂隙岩体变形的应力调整作用,加强了边坡岩体的稳定性,达到增韧、增刚、止裂和改善岩体力学性质的效果。首次研究并给出群锚加固边坡从开挖、蠕滑到破坏的全过程呈现的力学状态和破坏特性。对预锚加固设计和施工都具有重要的使用价值和指导意义。

(3) 发展了高边坡加固理论和计算方法,并研制了八项相应软件:①爆破地震波理论分析模型并研制了相应软件;②复杂岩体三维动力强度安全分析程序;③节理岩体加固流变断裂损伤机制及复合设计方法;④层状岩质高边坡综合加固机理及设计方法;⑤三维—黏弹塑性有限元分析计算系统;⑥层状边坡不连续体稳定性的全过程仿真与广角度判据研究;⑦边坡加固优化DDA正分析和位移监测反分析方法;⑧岩质边坡分类及加固措施选择的专家系统软件。该成果在国内首次提出对岩质边坡加固方案进行评估和优化,并有一定突破和新意。

(4) 丰富和完善了四项高边坡开挖及加固措施配套技术:①高边坡开挖控制爆破及减震措施配套技术,达到了边坡开挖和顺利施工并提前工期三个月的效果;②开挖和综合加固合理顺序配套技术,提出相应的治理边坡的配套原则和方法;③高边坡监测和反馈分析配套技术;④高边坡预应力锚固快速施工配套技术,包括伞式自动内锚头、充浆膨胀式止浆塞、内外锚头高早强胶结材料等预应力锚索(杆)快速施工配套技术。

5.1.3 岩质高边坡勘测及监测技术方法研究

国外的岩土工程监测开展较早,我国从20世纪80年代初开始引进和研制了部分仪器,在水电开挖高边坡开展了系统的安全监测研究。在国家“六五”“七五”攻关计划的支持下,监测仪器、监测方法和监测设计、施工及监测成果应用等方面的技术不断得到改进,监测技术在高边坡安全研究中的应用越来越引起重视,并取得了一些明显的成效。伴随二滩、三峡、小浪底等大型水利水电工程的设计和施工,边坡监测技术水平无论从仪器质量、监测设计与施工、观测与

资料整理分析等多个方面都取得了长足的进步,监测技术已从研究阶段转入了生产实用阶段,监测工作已成为了边坡工程施工的重要环节,几乎所有重要的边坡工程都有监测设计。监测工作对正确评估边坡的安全状态、指导施工、反馈和修改设计、改进边坡设计方法等多方面具有非常重要的意义,监测技术的引入使边坡工程的设计和施工在安全稳定和经济合理的协调统一中起到了不可或缺的桥梁作用。

在监测成果的整编方面,从手工计算发展到了监测信息处理系统,目前监测信息都可全部由计算机管理,监测图表可由计算机生成。在监测成果分析方面,在常规比较法、图表法、回归法、特征值法和影响因素法的基础上,强调了与地质的紧密结合,并充分利用其他技术手段如数学物理模型、GMD模型、反分析方法等,对监测资料进行综合分析。在信息反馈方面,由于在资料整编上的进步和分析方法上的突破,监测信息反馈目前能基本做到及时、准确,可利用在修改设计、调整施工、降低工程造价,及避免工程失事或减小工程损失等多方面。

我国水电工程非常重视边坡监测,如隔河岩、小浪底、五强溪、二滩、三峡、东风、李家峡、天生桥等,都根据工程情况对开挖边坡和滑坡开展了安全监测。一般对工程边坡主要采用内观法进行监测,布置多点位移计、倾斜仪等;对滑坡则采用内外观结合的方式布置监测。监测工程的实践不仅积累了完整的观测资料,也起到了动态评价边坡稳定性、指导施工、修改设计的作用,有明显的经济效益。如二滩水电站2号尾水渠边坡,坡高150m,总体坡度达 63° ,边坡在开挖过程中变形明显(监测位移超过100mm,后缘裂缝宽250mm),根据监测资料的分析研究,基本上掌握了边坡变形的机理、变形范围与深度及发展变化趋势,及时并有效地采取了加固处理措施(100根3000kN锚索),避免了工程事故的发生。

在“八五”攻关“岩质高边坡勘测及监测技术方法研究”专题中研制成功4种重要仪器设备,并提出了5套技术方法。

研制的4种重要仪器设备为:

(1) 钻孔彩色电视孔壁成像系统。用 45° 光学锥镜解决了井下全孔壁一次摄像及图像采集、纠正、拼接、展开等关键技术问题,成功地开发了图像处理系统,可以方便地测量岩层、地质结构面的位置和产状。成果具有重要实用价值。

(2) 直接横波测井装置。在小口径数字声波全波列测井仪的基础上,通过采用偶极子换能器装置直接激发横波,实现软岩横波速度($v_s < 1500\text{m/s}$)直接测试。同时研制的声波测试仪在二滩、三峡工程爆破试验检测中应用,效果良好。

(3) 移动式钻孔多点渗压仪。一次能测出钻孔中三个测试段的水压力值,方便实用,已在三峡工程的钻孔中成功地进行了测试试验。

(4) 钻孔压模系统。经试验该系统可以根据压痕量测出有一定张开度裂隙的产状。

开发成功的5套技术方法为:

(1) 岩质高边坡地质素描快速摄像成图技术。在“七五”攻关成果的基础上,对控制点布置、测量、摄影方法、图像处理等方面进行研究并均有创新。研制出彩色素描成图现场工作站及车载流动工作站,使施工地质编录工作速度达到 $300\text{m}^2/\text{h}$,已在工程中应用。

(2) 层析成像技术。开发出弯曲射线CT方法、波动CT、反射成像、电磁波CT软件及图像处理技术,已在三

峡8号平洞、贵州三板溪工程进行实地试验,效果良好。

(3) 近坝库段安全监测技术。新研制的RS-94型全自动遥测报警系统具有低功耗、高可靠性和通用性,在龙羊峡和乌溪江电厂的渗流监测中得到应用,效果良好。

(4) 边坡数据处理预报软件系统。本系统将滑坡监测数据库、分析绘图、报表整编及预报软件融为一体,先进实用。

(5) 高精度大地测量监测自动化系统。提出了工程监测网新的优化理论和方法,研制的自动测量系统实现了从数据记录到数据处理全过程的自动化,具有精度高,速度快,成果可靠等优点。

5.2 地下工程研究

5.2.1 理论与机理研究

与在土力学中一样,在岩石力学中,从单一的固体力学向多场耦合、多相耦合研究发展。例如在裂隙岩体中建立水—岩—热耦合的非线性动力模型对于水利水电工程、地热利用、核废料处理等领域有重要意义。

由于岩体破坏失稳与结构面的发育程度、组合特征有密切关系,而它们又是天然地质历史的产物,表现出极为复杂的随机性和模糊性。各种不确定性的理论和方法受到人们的重视。各种数理统计与概率论、可靠度、优化、神经网络、模糊数学、灰色理论、混沌与分形、信息化方法等被用以描述因果关系的破缺和亦此亦彼的互补率的破缺问题。提出了所谓的“智能岩石力学”。对于复杂的、充满不确定性的岩土材料与工程问题,应用这些理论是有其合理性的。进行必要的探讨是一条有希望的途径,但是它们的应用前提是大量的资料和信息的积累,是丰富的经验的科学的总结。

5.2.2 数值计算

数值计算大大加强和拓宽了人们解决岩体工程问题的能力,从而成为岩体工程中的一个重要的分支。随着塑性力学理论和计算技术的发展,岩土力学中传统的极限平衡和极限分析法更为完善,计算精度和效率也有所提高。一个重要特征是三维边坡稳定分析的理论和方法已日趋成熟并获得实际应用。采用的方法包括:有限单元法、有限差分法、边界单元法、有限条法、有限线法、无单元法以及各种方法的组合。首先考虑岩土问题不连续性的计算是边界面单元的设立和边界面模型的应用。它主要模拟不同材料间的接触问题。20世纪70年代以后,针对岩体的节理与构造面问题,离散单元法(DEM, Discrete Element Method)被Cundall提出和得到较多的应用,目前已经发展了二维和三维的计算程序。80年代我国学者石根华对于岩体的非连续性问题提出了块体理论,发展了非连续变形计算(DDA, Discontinuous Deformation Analysis),目前也已经开发了二维和三维的计算程序。石根华于1991年以拓扑流形和微分流形为基础提出了流形元法(MEM, Manifold Element Method)。利用有限覆盖的技术将连续与非连续介质综合考虑。可以统一解决有限元、DDA、解析方法的计算问题。该法经十余年的发展,已经比较完善,在工程实际应用方面有广阔的前景。颗粒流法(PFC, Particle Flow Code)是离散元法的分支,它可以有效地模拟大变形问题,模拟崩塌跌落过程。数值计算大大地提高了人们解决实际边值问题的能力,成为大型岩体工程,包括岩体地下工程、岩体坝基和岩体高边坡工程设计的不可缺少的手段。

5.2.3 岩体的试验研究

岩体试验研究方法包括现场与室内试验两种。它与数值

计算方法相辅相成,互相验证。目前对于大型地下工程的设计已不限于用常规的单轴压缩试验确定岩石参数,大型的三轴刚性伺服试验机应用于岩石材料在全应力路径下的参数测定。电镜扫描、CT技术应用于岩体材料的微观与细观的结构观测研究。各种地应力测量技术,如应力恢复法、应力解除法、应变恢复法、应变解除法、水压致裂法、声发射法、X射线法、重力法等广泛应用于地下工程的现场测试。

物理模型试验能够更真实地反映各结构间的时间、空间的相对关系,模拟它们在施工和运行中过程中的性状,在水利水电工程设计中受到重视。清华大学、中国水科院及与有关国际研究机构合作,结合溪洛渡地下厂房,采用离散化多主应力面三维加载系统,步进机械臂和微型掘进机技术,微型高精度位移量测技术,声波测试技术,光纤测量技术以及内窥摄影技术,解决了地下洞室群地质力学模型试验中的复杂三维地应力仿真,隐蔽开挖模拟机内部量测等关键技术,为我国大西南地区的大型洞室试验研究开辟了途径。

6 水电勘测科技进步

从20世纪70年代末至80年代初期,我国陆续引进了一批先进的勘探设备和技术,结合工程建设实际需要,开展了关键技术的关键科技攻关,取得了一批又一批的成果。新技术、新方法的应用不仅满足了水利水电工程建设的需要,而且还促进了水利水电工程技术的进步和相关学科的发展。以长江三峡工程建设为例,为了深入研究和正确回答三峡工程有关的重大地质问题,充分、适时、恰当地应用先进勘探技术手段和方法是一项关键的措施,如区域稳定性和地震活动性研究中所采用的库首区及主要断裂的形变测量、专用地震监测台网、人工地震测深等;航天和航空遥感技术及地理信息系统,在区域构造背景和主要断裂调查、土地资源和移民环境容量调查、库岸稳定性研究及崩滑体调查中起到了关键性作用;此外,在过去的几个五年计划中,通过设备引进、技术攻关,取得许多成果,满足了工程建设的需要,促进了有关学科的相应发展。三峡、二滩、鲁布革等工程通过攻关对坝基岩体和地下洞室围岩研究,不仅解决了可利用岩体标准和稳定性评价问题,形成了全国通用的“坝基岩体工程地质分类”和“围岩工程地质分类”标准,而且还纳入国标《水利水电工程地质勘察规范》(GB 50287—1999)等。

6.1 钻探新技术

改革开放30多年以来,随着科学技术和水利水电工程建设的加速发展,特别是长江三峡、葛洲坝、二滩和黄河小浪底等大型水利枢纽工程的兴建,有力地促进了钻探技术的进步,一些钻探新技术不断涌现,如砂卵石层金刚石钻进和取样技术、大口径钻探新技术、岩心定向技术、倒垂孔钻进技术、潜孔锤跟管钻进技术等。

6.1.1 砂卵石层金刚石钻进和取样技术

为适应对覆盖层砂卵石勘探的要求,成都勘测设计研究院成功研制了SM植物胶无固相冲洗液和SD系列金刚石钻具,形成一套比较完整的“砂卵石层金刚石钻进和取样技术”。在较为密实的砂卵石层中,该技术在砂卵石层中可取出100%的原状样,钻进效率比常规钻进方法提高1~2倍。该技术总体上达到国内领先水平,并在三峡等几十个大、中、小型水利水电工程勘探中应用,取得显著的经济效益和社会效益。

6.1.2 大口径钻探新技术

在水利水电工程勘察中,大口径钻探是查明重大工程地

质问题行之有效的重要勘探手段,1958年,水利、煤炭、桥梁等部门进行了直径1m和3.2m的大口径钻井试验。1976年,由原长办勘测处、三峡区勘测大队设计组装了一台2m直径大口径钻机,完成了葛洲坝工程防渗墙2m直径钻孔的钻进,为大口径全断面钻进初步摸索了成功的经验。大口径钻探可分为冲击钻进、回转钻进和取心钻进三种方法。

(1) 冲击反循环钻进技术:“八五”期间,中国水利水电基础工程局承担冲击反循环钻机研制工作。1992年将旧式CZ-22型冲击钻机改造为新式CZF-1200型冲击反循环钻机。在长江三峡工程一期围堰防渗墙施工中应用,效果良好。在长江三峡二期工程下游围堰右岸防渗墙基础中进行钻进试验,取得成功,为三峡工程二期围堰防渗墙施工奠定了基础。

(2) 回转钻进技术:运用该技术取出的岩心,可以满足地质人员对岩心进行描述、编录照相的要求;同时,便于地质人员下井观察孔壁岩层的原始状态(如软弱夹层)。该技术被广泛应用于长江三峡、葛洲坝工程大口径取心钻进和隔河岩工程帷幕灌浆质量检查等工程中。

(3) 镶焊式金刚石复合体钻进取样技术:该技术在Ⅷ级以下地层中取样,效果良好。该技术由黄委会地质勘探总队研制应用,并在古贤水利枢纽坝址勘探中进尺121m。

6.1.3 岩心定向技术

近年来,我国在岩心定向技术方面有较大发展,举例如下:

(1) YD-56型岩心定向器:由冶金工业部勘察科学技术研究所研制。1986~1992年在长江三峡工程坝址应用,共完成24个钻孔,总进尺2845.50m。根据15个钻孔的统计资料,岩心定向钻进进尺1379.67m,取出定向岩心1078.80m,平均岩心定向成功率77.2%,最高成功率97.7%。共取出含缓倾角结构面产状的岩心688组,为评价三峡工程坝基稳定性提供了较好的地质成果。

(2) SDQ-91型随钻定向取心器:“九五”期间为适应溪洛渡水电站高坝坝址快速勘测的需要,原成都理工学院和成都勘测设计研究院,共同研制成功SDQ-91型随钻定向取心器,经溪洛渡坝址现场试验,证明该定向器结构简单、操作方便、易损零件少、定向标记成功率高,岩心定向效果良好,在国内具有领先水平。

(3) $\phi 53\text{mm}$ 钻孔电视录像岩心定向:为解决三峡工程左岸1~6号机组厂房坝段基岩深层抗滑稳定问题,长江委规划勘测设计研究院1995年采用改进的 $\phi 53\text{mm}$ 钻孔彩色电视录像岩心定向技术,圆满地解决了这个争论多年的疑难问题。在北京召开的审查会上,著名水电专家张光斗、潘家铮等对该院研究开发的这项新技术成果给以高度的评价,认为达到很高的水平,是坝基工程勘察的一项新技术。

6.1.4 倒垂孔钻进技术

1979年,中南勘测设计院在水利水电系统首先开展倒垂孔钻进。改革开放30多年来,随着水利水电工程建设的发展,倒垂孔工程数量逐年增加,施工技术水平不断提高。贵州省南明工程监测技术咨询公司在三峡工程临时船闸倒垂孔施工中创造了 $\phi 171\text{mm}$ 金刚石钻头钻进80.6m、钻孔孔斜率0.3%的好成绩;2000年,长江委三峡勘测研究院创造了 $\phi 220\text{mm}$ 、 $\phi 171\text{mm}$ 金刚石钻进108.14m深孔钻进新纪录。

6.2 地质问题测试技术

从20世纪50年代至今,用于分析和判断工程地质问题

的勘察技术、试验测试技术与地质改造技术不断涌现,举例如下。

6.2.1 同位素技术

同位素技术是国家重点科技成果推广技术之一。该技术已在长江洪泽湖大堤等多处渗水检测中获得成功应用。

6.2.2 地质过程仿真技术

为地质过程分析的一项新技术,以滑坡过程计算机仿真为例,地质过程仿真技术包括三维地形数据库参数建模技术、多媒体工程数据库管理技术、数学力学分析方法与技术、专家系统技术和智能化适时仿真技术等。“长江三峡工程库区巴东县黄土坡与赵树岭滑坡变形与稳定计算机智能仿真系统 SXHPFZS”,是以整个三峡工程库区为背景,以湖北省巴东县城黄土坡与赵树岭滑坡体为研究对象,模拟黄土坡与赵树岭滑坡体的演化机理、失稳条件和失稳过程,成功地进行了地质灾害的适时仿真。

6.2.3 三维地质建模与可视化技术

三维地质建模与可视化技术是针对传统的工程地质分析方法在地质信息模拟与表达方法的不足和缺陷,借助于计算机可视化技术,直接从3D空间的角度、以数字化的形式去理解、表达和再现地质体与地质环境,进而辅助工程设计与施工。国内研究进展很快。水利部长江勘测技术研究所开发的“三维地质建模的软件系统”(3D-GVS),先后在江口水电站、三峡库区万州和平广场滑坡群及南水北调中线穿黄工程中获得应用,取得了良好的社会效益和经济效益。

6.2.4 地质力学模型试验技术

国内将大型地质力学模型试验首先应用于葛洲坝工程二江泄水闸的抗滑稳定,其后在龙羊峡大坝的坝肩稳定,三峡工程永久船闸高边坡的开挖程序和变形状态,三峡工程左岸厂房坝段深层抗滑稳定性,小浪底工程地下厂房多裂隙层状介质岩体的稳定性评价,二滩水电站拱坝整体稳定,以及铜街子、构皮滩、小湾、隔河岩、溪洛渡等工程,均进行了二维(平面)和三维的地质力学模型试验,为建筑物设计提供了极有价值的资料。

6.2.5 地基承载力及地基土密度原位测试新技术

为了寻求一种对地基承载力、地基土密度简便、有效、快捷的测试方法,以弥补传统测试方法的不足,1990年以来,以黄委设计研究院物探总队为主研究一种地基承载力、地基土密度原位快速测试新技术——附加质量法。其中,地基承载测试的研究成果,于1993年通过水利部技术鉴定,1996年获国家发明专利;地基土密度的研究成果,1996年通过河南省技术鉴定,1999年3月获国家发明专利。

由于附加质量法与传统方法相比具有简单、快速、节省等优点,深受用户欢迎。并在黄河小浪底堆石坝工程的密度检测、小浪底工程左岸砂砾层高喷加固效果检测、清江水布垭、乌江洪家渡水电站面板堆石坝工程技术检测中得到应用,实践证明其方法为含有大粒径堆石的地基土密度的定量测试提出了一个有效的办法。

6.3 工程物探技术

随着电子技术与计算机技术的飞速发展,以及勘探地球物理学理论与方法的不断进步,工程地球物理勘探亦取得了令人刮目相看的效果,已经成为地质勘探领域不可或缺的手段。

6.3.1 电法勘探新技术

电法勘探是地球物理勘探最主要的方法之一,广泛应用于水文地质、工程地质等地质勘察领域。电法勘探是以岩石

和矿物存在的电性差异为基础,通过研究电场的分布特征来解决具有不同电性物质的分布,从而解决与之有关的工程地质问题。按连接方式的不同,高密度电法测量仪有两种不同的仪器类型:即传统式高密度电法仪和新型分布式智能化高密度电法仪。

新型分布式智能化高密度电法仪主要由笔记本式计算机、主机、主电缆和电极盒等组成。目前最多可进行240道电极输入,原则上电极可进行无限扩展,整套仪器体积小、重量轻,电极的连接是任意的,使用十分方便。

6.3.2 地质雷达技术

地质雷达作为一项新技术,目前已广泛应用在水利水电工程勘察上。例如,在浙江宁海沙地水库选址勘探工作中,地质人员要求用物探技术手段查明 f_0 断层的产状及空间分布情况。地质雷达在探测断层平面和剖面分布状态中发挥了快速、准确的特点。地质雷达具有高分辨率、高效率和无损检测之优点,在探测断层、岩脉、浅部岩溶、基岩面、风化界线、回填层厚度和公路路基隐患诸方面均获得良好效果,且应用领域与日俱增。

6.3.3 浅层地震反射新技术

在地震勘探中,根据地震波传播的特点不同可以分为折射波法、反射波法和透射波法。根据波的类型不同又分为纵波、横波和面波勘探。这些不同的方法和不同类型的波各有其不同的特点与用途。作为20世纪80年代中期水利水电系统引进的一种新技术,浅层地震反射勘探在工程中发挥了越来越重要的作用,随着工程地震仪的更新换代及数据采集系统的不断改进与完善,特别是多通道、高增益信号增强型地震仪的问世,使该技术得到了进一步的发展,目前已在水利水电工程勘探中广泛应用。近几年,反射纵波勘探又发展了反射横波勘探。反射横波勘探比反射纵波勘探更具有高分辨率、高信噪比、多信息量的优点,对堤坝隐患探测和薄层的探测以及其他软基地层探测更具有优越性。

6.3.4 面波勘探技术

1995年,肖柏勋提出采用多道记录的方法采集面波数据,根据记录上的同相轴来识别瑞利面波,并提出用扩充的Prony法提取面波的相速度,以保证面波成分的正确提取,从而获得较为可靠的频散曲线。他们还自制了一种新型的宽频带、大功率用于瞬态法的地面震源以替代传统的人工锤击方法,该系统曾在三峡工程中获得应用。1996年,刘云植、王振东研制出SWS-1型多道面波采集系统,该系统用24个通道采集瑞利面波,在国内已拥有相当大的用户市场。为了较好地多道面波记录中提取瑞利面波,包军强、张学强等人于1998年提出用 τ -P变换法分离波场,提取瑞利面波,并对理论模型进行了分离处理,获得了较好效果。

6.3.5 层析成像(CT)技术

工程地震层析成像技术,开始于20世纪80年代后期的水利部门。长江水利委员会在“七五”攻关中首先列入一个在三斗坪进行了地震层析成像试验的专题。在长江委物探大队与哈尔滨工业大学数学系的共同努力下,这项试验达到了预期的目的。1989年黄河水利委员会物探大队在小浪底水利枢纽工程的地下电站设计中进行了地震层析成像调查,并进行了层析成像的计算。其后的工程开挖结果基本上证实了层析成像成果的正确性,为层析成像技术在水利水电部门的推广应用奠定了基础。

6.3.6 瞬变电磁法技术

瞬变电磁法或称时间域电磁法(Transient Electro-Magnetic Sounding or Time Domain Electro-Magnetic Sounding, 简

称 TEM) 属于无损探测法 (NDT)。与普通电法比较, 瞬变电磁法具有探测深度大、位置分辨率和测深分辨率高、操作简便迅速、不受接地电阻影响、可作大面积长距离堤防普查等优点。

瞬变电磁法在探测洞穴和裂缝上表现出优势, 特别在管涌通道定位准确度方面表现突出。具体应用领域: ①构造填图、断层探测、沉积岩和岩体的电性分层; ②地下水勘探, 确定含水层和弱渗水层、区分水质、圈定咸水侵入和地下水污染范围; ③煤矿陷落柱和含水带的确定; ④水库、堤坝病害检测; ⑤地下空洞、管线和不均匀埋藏体的探测; ⑥工程勘察、矿产资源勘察和地热勘探。例如, 在河北省东光县王营盘蓄水闸地基的检测中获得应用, 找出了地基空洞隐患, 并被后来的打孔灌浆所证实。

6.3.7 可控源音频大地电磁法 (CSAMT)

CSAMT 法是在大地电磁法 (MT) 和音频大地电磁法 (SFTEFM, Sound Frequency Telluric Electric Field Method) 基础上发展起来的一种源频率测深方法。它具有勘探深度范围大、分辨能力强、观测效率高、兼有测深和剖面探测的双重特点, 是研究深部地质构造和寻找隐伏断层的有效手段。例如, 水利部黄河水利委员会物探总队应用 CSAMT 法在南水北调西线工程莫坝深埋长隧洞与德昂深埋长隧洞进行了断层勘探, 取得良好的效果。CSAMT 法作为一种新技术, 应用前景广泛。

6.3.8 全波列声波测井新技术

水利部长江勘测技术研究所与南京大学电子工程系联合攻关, 研制成功一种新型的适合工程应用的 XSC-I 型、XSC-II 型小口径全波列声波测井系统。该系统通过长江三峡工程坝址、葛洲坝大坝安全检查、江阴长江大桥、湖北麻城浮桥河水库、湖南皂市水利枢纽等十多个大型工程应用, 经受了生产实践的检验, 其技术和产品可望在工程检测、环境研究、地质勘探等领域得到广泛应用。

6.3.9 工程 VSP 新技术

水利部长江勘测研究所对工程 VSP 和井间 CT 技术的联合反演方法 (以下简称联合法) 进行了专题研究。其技术思路是综合工程 VSP 方法和井间 CT 技术的优势, 在单孔情况下可采用工程 VSP 方法, 获得钻孔周围垂向速度的分布, 以及井旁岩性特征; 在双孔或多孔条件下, 将克服单一的工程 VSP 和井间 CT 技术的不足, 更充分地利用孔中地震信息, 提高井间成像质量及应用效果。联合法的研究和应用, 目前尚未见到系统的研究和应用实例报道。2000 年水利部长江勘测技术研究所采用自行研制的井下 VSP 三分量探头, 在长江三峡工程永久船闸北坡 NB6 排水平洞 2 区, 进行了边坡开挖卸荷带的形态分析研究。同年底, 在重庆市市中区地下排渗管道选址中配合地质勘察工作, 进行了 VSP 与井间 CT 联合反演取得了良好效果, 是一次成功的尝试。

6.3.10 微重力勘探

微伽重力技术是在传统的地球物理重力勘探的基础上为适应工程精细勘察的需要发展起来的, 主要应用于岩溶探测。在此基础上, 提出了一系列水电工程岩溶精细探测中微重力变化和重力异常铅垂梯度值的野外观测方法。该技术从各种微重力观测误差的来源和属性出发, 应用测量误差理论, 提出了微重力随机观测系统的观测方法, 克服了传统观测中应用重复观测只能消除偶然误差的缺陷。此外, 该技术还针对所研究的微重力观测系统提出了两种消除观测误差的数据处理技术。贵阳勘测设计院应用微伽重力仪技术对东风水电站和猫跳河四级电站的廊道和平洞中岩溶洞穴进行了探

测, 取得了良好的效果。

6.3.11 钻孔彩色电视观察

水利部长江勘测技术研究所“六五”、“七五”、“八五”和“九五”期间研制成功小口径钻孔彩色电视及图像处理系统, 并不断改进该技术, 为水利水电工程建设服务, 已在葛洲坝、三峡、丹江口等 30 多个水利水电工程中应用过。该方法用以查明地基地层结构、软弱夹层、岩溶、断层裂隙、地下水活动状态、工程浇筑质量、基础灌浆处理等工程问题, 充分显示了其独特的功能。钻孔彩色电视孔壁成像系统实现了全孔壁 (全柱面) 图像一次摄取, 自动展开拼接, 连续成图, 提高了测试精度和速度。钻孔彩色电视成像系统软件操作简单, 工作界面清晰、直观, 是一个良好的工作平台。

7 大型水轮发电机组先进技术

国内以哈尔滨电机厂有限责任公司 (简称哈电) 和东方电机股份有限公司 (简称东电) 为代表的制造大型水轮发电机组的骨干企业, 通过多年的自主研制和与国外合作生产, 逐步建立起了研制大型水电机组的能力, 特别是通过三峡左岸的全面技术转让和分包制造, 使哈电、东电研制大型水轮发电机组的水平得到进一步的提高。在引进消化国外关键技术的基础上通过不断创新, 使核心技术的开发和关键部件的制造达到了国外同等水平, 具备了自主研制能力。在产品品种上, 已生产了 700MW 的大型混流式机组, 水轮机转轮直径超过 10m; 大型轴流转桨式机组最大单机容量为 200MW, 最大转轮直径 11.3m; 大型灯泡贯流式机组单机容量 50MW 以上, 转轮直径超过 7m。我国水电机组的制造水平已步入世界先进行列。

7.1 机组设计先进技术

7.1.1 水力设计与试验技术

转轮是水轮机的核心部件, 性能直接影响机组运行的经济性和安全稳定性。在 20 世纪 90 年代初, 在水轮机模型转轮的水力性能上, 国内与国外差距较大, 大部分项目的转轮均采用的是国外引进技术。通过三峡工程, 引入了先进的三维黏性流体计算软件 (CFD) 和优化分析方法, 以多年积累的转轮数据库为基础, 加上试验技术和模型制造水平的提高, 很快在模型转轮水力设计上赶上了世界先进水平。近 5 年开发了一大批性能优良的模型效率超过 94% 的转轮, 有些项目模型效率超过 95%。

在三峡右岸新转轮的开发中, 哈电、东电通过引进技术的消化吸收, 采用新的设计理念和方法, 开发出了性能全面超过左岸引进技术的新转轮。模型最高效率高于左岸, 特别是在稳定性方面有了很大的突破, 消除了高部分负荷压力脉动, 解决了这个一直困扰行业的世界性技术难题, 并在中国水利水电科学研究院通过同台对比试验进行了复核验证。新转轮代替左岸引进转轮用于哈电和东电中标的各 4 台三峡工程的右岸机组上。

在水轮机模型试验方面, 国内均采用自动化程度和测试精度高的高水头水力机械试验台, 完全具备按照国际标准进行各种性能试验。并在试验中装备了流态成像观测系统, 可将转轮进口、出口、锥管、尾水管等处水流流动状态的视频信号实时地通过光导纤维、内窥镜和摄像机传送到计算机画面上, 对在电站运行范围内叶道涡、正背面脱流空蚀气泡发生发展进行观测。目前还开展了采用粒子图像速度仪 (PIV) 技术来进行水轮机内部流场的测试研究。

在模型装置及转轮的制造方面广泛采用了数控加工技术,如转轮采用叶片和部分上冠一起数控加工后拼装成整体转轮的技术,蜗壳或尾水管采用铝、不锈钢或其他复合材料分瓣数控加工后组装,模型导叶和座环也采用了数控加工成型工艺,精度大大提高。

7.1.2 水轮发电机的冷却技术

水内冷冷却技术是目前在大容量机组上应用较多的冷却技术,国内在与国外公司的技术合作中已完全掌握,生产的三峡700MW机组目前运行良好。

从运行维护角度看,空气冷却方式最佳。这种冷却方式的水轮发电机具有结构简单、运行维护方便、运行可靠性高的特点。但是,随着水轮发电机容量和体积的增大,空冷发电机的设计难度越来越大。哈电通过与国外公司的交流与合作,在大型长铁心水轮发电机的通风冷却方面进行了发电机极间流场、铁心表面散热系数、电机径向轴向三维温度场的研究,并针对三峡右岸、龙滩、小湾、拉西瓦等电站不同转速的700MW水轮发电机的设计,研制了与真机结构模拟的1:5空冷水轮发电机通风模型试验台并进行了严格的试验,正在制造三峡右岸、广西龙滩、黄河拉西瓦、澜沧江小湾等电站的全空冷发电机。

蒸发冷却是利用低沸点液体沸腾,吸收汽化潜热进行冷却的内冷技术,具有高绝缘性能,不腐蚀电机部件材料,无泵自循环等优点,和水内冷比有较大的优越性。李家峡400MW发电机定子采用了蒸发冷却技术。目前正在为该项技术应用于更大容量的水轮发电机上开展研究与设计工作。

7.1.3 水轮发电机推力轴承技术

为了优化大型水轮发电机组推力轴承的结构和性能参数,提高其运行可靠性,哈电和东电分别建造了3000t和1000t推力轴承试验台。

弹性金属塑料瓦具有许多优点,我国原水利部电力工业部机电研究所、哈电、东电等单位都进行技术开发,研制成功了国产弹性金属塑料瓦,在天生桥、岩滩、大化等机组上使用。

哈电制造了水口4100t推力轴承、葛洲坝3300t和小浪底3600t弹性金属塑料瓦推力轴承,以及目前世界最大推力负荷5600t的三峡推力轴承。针对三峡电站的水轮发电机与ABB公司合作进行了6000t级弹性金属塑料瓦推力轴承试验研究和巴氏合金推力轴承的试验研究,还针对抽水蓄能机组进行了1000t级巴氏合金瓦双向推力轴承试验研究。

东电用国产弹簧代替进口圆柱螺旋弹簧作为巴氏合金瓦的支撑,经试验最大线速度和比压均满意;还进行了世界首台弹簧支撑的塑料瓦推力轴承在试验台的试验,最大线速度和比压均满意,为三峡大型水轮发电机推力轴承采用塑料瓦打下了基础。

7.1.4 水轮发电机定子绕组主绝缘技术

定子绕组对地主绝缘采用F级桐马环氧粉云母多胶模压体系,定子线棒为多胶带连续式包扎并外包防晕带的绝缘结构,应用加热模压固化“一次成型”工艺,线棒尺寸统一并具有良好的互换性,主绝缘结构、防晕结构、绕组槽部和端部固定结构及各种绝缘材料,基本上都实现了国产化。

采用国产的主绝缘技术生产的三峡20kV/700MW水轮发电机定子线棒,通过了Alstom和Siemens的全面严格试验评定,在外观质量、尺寸、表面电阻、介质损耗、冷热循环考验及电热老化等试验项目达到了Alstom及VGS绝缘技术的同等性能水平,产品在电站运行良好。

7.1.5 水轮发电机组结构刚强度分析技术

水轮发电机组主要部件的结构设计中使用了结构优化、转轮的抗疲劳设计、机组机械稳定性评估等先进技术。

通过对国内外不同公司所设计的主要部件刚强度性能进行大量的有限元分析与对比,找到了不同公司在同一构件设计上存在的差异;从结构拓扑、几何形状、板厚尺寸3个方面进行了全面系统的分析,找到了影响机组部件刚强度的主要因素,得到了设计这些部件全新而深刻的认识,形成了自主的结构型式,并可应用参数化建模技术实现结构优化分析过程的自动化。应用变量分析技术定量地分析出主参数(主要影响因素),给出设计师们所需要的设计曲线,从而为结构改进提供直接的参考依据。应用尺寸和形状联合优化技术,可以找到板厚配置和几何形状都合理的最佳结构。

在水轮机转轮的抗疲劳设计方面,实现程序化的转轮应力有限元分析、局部应力的子模型分析、动态特性分析。对影响转轮应力的各种因素,如叶型、叶片数、叶片局部加厚、上冠下环的厚度、补强三角块等进行了详细的分析,总结出改善转轮强度性能的途径,并提出了优化策略。然后对转轮材料的水下疲劳性能和裂纹扩展速率进行了测试,结合转轮静应力分析和动应力实测的统计资料进行了转轮疲劳性能的评估和允许缺陷的评价,总结出转轮抗疲劳设计的主要因素是控制局部应力水平、避免产生共振、控制焊接允许缺陷。

在机组机械稳定性评估方面,一方面对机组轴系临界转速、动力响应进行详细的计算分析,对影响轴系稳定性的支撑刚度、质量、电气不平衡等因素进行系统的定量分析,对轴承油膜进行刚度、阻尼分析,提出了提高支撑刚度、转子平衡精度来控制轴系振动的策略;另一方面采用流固耦合分析技术对机组主要过流部件进行系统的动态特性分析,要求部件的固有频率避开各种激励频率和卡门涡频率,以免产生共振;同时对顶盖、上下机架进行了振动分析,使其垂直和水平方向的振动达到优良等级水平。

7.2 机组制造先进技术

7.2.1 数控加工技术

近20年来,随着电子技术的发展,各种数控设备在机械加工行业得到广泛的应用。在水电设备制造业,大型数控机床和数控专用设备由早期的稀缺仅用于产品的最关键工序发展到目前的普及已成为设备制造工艺中的常规手段。

(1) 数控切割下料:目前,等离子数控切割技术替代了火焰振动切割加碳弧气刨切割不锈钢的技术,最大切割厚度达到120mm,几何形状和焊接坡口一次完成,基本满足大型水电设备钢板下料的需要并彻底解决了焊接后产生裂纹的问题,通过数控编程来合理利用材料提高材料的利用率具有更好的经济效益。可变角度、无限回转三割炬数控切割机可切割随焊接位置变化而必须不断改变切割角度大小的蜗壳、球罐类部件的板材下料,是一种先进的气割设备。

(2) 大部件的数控加工:大中型数控镗铣床、数控立车及多用途数控加工中心的应用,使水电设备的加工精度和加工效率大幅度提升。目前国内大型水电设备制造骨干企业通过近十几年的技术改造,装备了大量的大型数控机床,其中数控立车最大 $\phi 22\text{m}$,数控卧车最大 $\phi 4.3 \times 18\text{m}$,数控镗床最大 $\phi 254\text{mm}$,还有大型的 $4.5 \times 13\text{m}$ 五轴联动数控龙门铣。采用数控加工顶盖、底环导叶轴孔,保证顶盖底环导叶轴孔的同轴度;数控加工活动导叶表面及进、出水边密封面,保证导叶的相对位置,使导水机构预装周期明显缩短,同轴

度、导叶上、下端间隙，立面间隙均匀，产品质量大幅度提高。

(3) 叶片的数控加工：由于转轮是水轮机的关键部件，制造质量将与运行性能和使用寿命直接相关，因此转轮的制造技术非常关键。叶片的数控制造可以准确地保证叶片曲面型线和理论设计的一致性以及良好的波浪度，是制造转轮的先进技术之一。目前大型转轮（混流式、轴流式、水泵水轮机）叶片，均采用全方位（即叶片的正面、背面、进水边、出水边、上冠下环焊接坡口等全部数控加工）数控加工方式，而中小型转轮叶片也正在向数控制造方向发展。

通常叶片的数控加工需要解决叶片铸件的质量、测量、数控加工程序编制、提高加工效率和控制加工变形等问题。如果铸件存在铸造缺陷和加工余量控制不当或变形过大，将严重影响数控加工的效率和加工叶片的质量；对铸件毛坯的测量及加工过程和最终成品测量是叶片在机床定位、数控编程的依据和质量控制的关键；目前数控加工程序编制均采用通用的商业软件，重点是进行曲面造型、刀具选择、粗精加工及走刀方式优化、干涉检查等；提高数控加工叶片的效率是数控加工技术普及及发展的关键，一般来讲采用五轴联动数控龙门铣是提高加工效率的基础，但还要解决刀具、翻身、余量控制等多项关键，值得一提的是在中型叶片数控加工中，目前采用主轴功率较大的三轴联动数控机床用球形铣刀也获得了很高的加工效率。

当前全方位数控制造的最大的混流式叶片是三峡叶片，单片加工完成后的重量在 16 000kg 以上，叶片加工周期为 7 天，叶片型线公差可以控制在 $\pm 1\text{mm}$ 以内，最重与最轻之差占理论重量的百分比可以控制到 2.2% 以内。数控制造的最大的轴流式叶片是乐滩叶片，转轮直径 $\phi 10400\text{mm}$ ，数控加工过流面、叶片外圆及叶片两肩内球面。大型水泵水轮机叶片国内数控加工最大转轮是 $\phi 5130\text{mm}$ 白山叶片。冲击式水斗转轮的数控加工技术国外较为先进，国内正在研制中。

(4) 其他数控制造技术：以前发电机线棒多采用手工包扎，受工人的技术水平、劳动条件、环境因素影响较大，现在可采用六轴数控定子线棒包带机，实现恒张力均匀包扎，提高线棒包带质量。在电机的磁轭冲片加工上采用数控激光切割机可达到合理使用材料，降低成本，提高加工质量和效益的目的。

7.2.2 焊接技术

水轮发电机组绝大部分部件是采用钢板焊接和铸焊结构件，因此焊接技术水平直接关系到产品质量。宽带埋弧焊机，埋弧自动焊接机，窄间隙埋弧焊机、微弧等离子焊机、隧道焊机、大型变位机及滚轮架等焊接设备的使用及工艺方案的选择与优化，对提高焊接质量及效率的起着至关重要的作用。

(1) 气体保护焊接技术：早在 20 世纪 60 年代开始研究和推广应用气体保护焊焊接方法，随着焊接工艺技术的完善和提高，气体保护焊方法的优点逐渐得到了充分的体现。到 20 世纪 80 年代，手工电弧焊基本上被气体保护焊这一高效的焊接方法所取代。半自动气体保护焊技术优势明显，由于操作的灵活性、焊接的稳定性、质量的可靠性，更适合发电设备单件小批量、多圆形、多层箱型且多筋板的环形焊缝的要求。二氧化碳和富 Ar 混合气体保护焊在低合金钢和合金钢的应用得到大范围推广。

(2) 窄间隙埋弧自动焊：针对轴类件及环型件的焊接，窄间隙埋弧自动焊作为成熟的焊接技术已得到广泛应用，如三峡大轴、乐滩水轮机、发电机及索风营发电机大轴的焊

接，轴焊接有效壁厚达 380mm。焊接效率高、减少焊接材料、焊接质量优良。

(3) 宽带埋弧焊：针对电站过流部件空蚀、磨损严重等问题，采用在碳钢及低合金钢表面宽带堆焊一层不锈钢，提高耐空蚀、抗磨损的方法广泛应用，效果良好。宽带及马氏体焊接材料，分层堆焊，堆焊后硬度可达 HB380-400。该技术已应用在鲁布革、天生桥、岩滩、隔河岩、映秀湾等电站，堆焊材料及焊剂逐渐国产化，质量稳定，效果良好。

(4) 机器人焊接技术：在大型转轮的焊接过程中，为了提高焊接质量防止裂纹的产生，通常要将焊接工件预热到 100°C 以上，人工施焊时工作条件恶劣容易影响焊接质量，采用机器人焊接技术是解决这一问题的途径之一，国内外正在研制中。

目前工程实际应用的所谓焊接机器人严格说是焊接工作站系统，该焊接设备操作架有 X、Y、Z 三个自由度，焊枪有 U、V、C 三个自由度，可以对六座标以示教方式进行编程，控制焊接的起弧、收弧、焊剂的供给及回收等，同时还可以控制焊接电压、电流、速度、热输入量、焊丝参数、电压衰减补偿及系统配置参数等，其中焊接电压、电流及焊接速度，实现在线调节。虽然还达不到转轮全流道焊接，但它的应用对于国内发电设备的制造意义重大。

(5) 其他：在水冷线棒焊接中采用中频焊技术以提高定子线圈封焊及导电块的焊接质量。为保证发电机通风槽钢的位置精度，提高发电机的通风性能采用了数控自动焊和数控激光焊接两种技术。

7.2.3 测量技术

目前转轮叶片铸件毛坯和加工完成的成品型线测量国内大都采用双光电式经纬仪测量技术，数据采集软件专门设计可实现测量数据的自动采集和输出，其测量精度可达 0.5mm 之内，可以满足叶片数控加工的需要。另外对中型尺寸的叶片还有采用三坐标数控测量仪进行测量。国外有更先进的非接触式的激光测量设备，但成本很高。

大部件的测量技术如三峡 4m 外径的主轴测量应用了多种方法，主要有弦长法、 π 尺法、外径千分尺法、倒尺相对测量法、滚轮法。国内哈尔滨电机厂有限责任公司制造的三峡水轮机主轴采用了 π 尺和滚轮方法进行测量，技术较为成熟。国内开发的镜板平面光学测量仪，达到精度 $\pm 5\mu\text{m}$ ，可准确直接读取测量数据，避免许多人为的误差。三峡 $\phi 5220\text{mm}$ 镜板平面度、平行度小于 0.02mm，镜面粗糙度小于 0.4 μm 的要求的测量就是采用这种装置完成的。

7.2.4 其他先进制造技术

(1) 叶片的热模压成型技术：从批量生产和提高叶片材料质量的角度来考虑，叶片应采用热模压成型技术。这种制造技术是将叶片展开用钢板下料并加热到一定温度后，在专门设计的有叶片正、背面形状的模具中压制成型的一种制造技术。国外研究和生产较早，国内从云南鲁布革转轮与挪威克瓦纳公司的合作制造中学到了此项技术。鲁布革转轮叶片是等厚，对热模压较为有利。国内开展了不等厚叶片的热模压工程实践，一种方法是等厚模压再进行数控加工，另一种是不等厚毛坯模压，均取得成功。

目前进行叶片热模压成型制造，主要是采用一些专用的软件进行近似的叶片展开，然后用有限元方法模拟叶片材料在压力场和温度场中的变形规律，计算出压力中心和压力吨位，正确地设计模具及定位，确定压制速度及冷却时间。

(2) 大型转轮的静平衡技术：传统的转轮静平衡采用钢球、镜板平衡装置，对大型转轮目前常采用液压球轴承平衡

及测杆平衡。

液压球轴承平衡工作原理是在一对高精度球轴承摩擦副中间通入高压油膜,通过计算机同步控制,电测信号反馈,计算机计算不平衡方位和重量。其平衡精度高于传统的钢球、镜板结构。

测杆平衡工艺,其原理是通过安装在测杆上应变片产生的应变,通过计算机计算平衡方位和重量。该工艺比液压球轴承平衡成本低。

(3) 转轮工地整体制造技术:传统上对由于受运输条件限制的水电站,大型混流式转轮采用分瓣厂内制造、工地组合安装的工艺。随着转轮水力设计及刚强度优化,现代大型混流式转轮较传统的结构减薄和重量减轻,再加上对高性能和稳定性的追求,要求采用转轮整体制造。

近十年来,转轮的工地装配、翻转、现场预热、现场退火和焊接及加工平衡等关键技术,通过实际项目的研制已经基本掌握,为电站的转轮的现场制造奠定了坚实的技术基础。哈尔滨电机厂有限责任公司于2003年成功完成了岩滩增容机组 $\phi 8\text{m}$ 转轮的工地整体制造。

(4) 超低碳不锈钢精炼技术:提高转轮铸件的质量和制造高质量产品密切相关。在转轮的用材方面开展了大量的研究工作,特别是随着转轮尺寸的增大,对叶片材料的焊接质量和抗磨损抗裂纹性能有了更高的要求。

随着冶炼技术进步,AOD/VOD超低碳精炼技术广泛地应用于不锈钢的精炼,这类合金的最高碳含量可控制到0.03%以下,S含量可以控制在0.015%以下甚至更低,钢水的洁净度高,气体含量降低,非金属夹杂物减少,合金的波动稳定,使产品最终热处理的机械性能稳定,表面质量及尺寸精度得到大幅度提高,降低制造成本。同时,不锈钢的综合力学性能得到提高,耐腐蚀性良好,特别是焊接性能得到显著改善。

(5) 表面处理工艺技术:在多泥沙河流和水质异常等情况下,为防止水轮机部件特别是转轮的磨损和腐蚀,对一些关键部件在制造过程中采用热喷涂工艺技术,在工件表面喷涂金属陶瓷、碳化钨等耐磨抗蚀材料。对转轮叶片、主轴密封、水轮机顶盖、底环密封槽等部件通过对金属表面进行强化处理,在抗空蚀、磨损、腐蚀等方面有一定的作用。

(6) 定子线棒多胶模压和VPI制造技术:高压定子线棒主绝缘,国际上采用多胶液压和少胶VPI两种绝缘工艺,中国采用多胶模压是一项创新。多胶模压工艺是用F级桐马环氧粉云母多胶带连续式包扎并外包防晕带,应用加热模压固化“一次成型”,线棒尺寸统一并具有良好的互换性。VPI(真空压力浸渍)工艺是将定子线棒采用少胶粉云母带包扎主绝缘后绑在架子上放入压力罐中,抽真空注入树脂浸渍加压加温固化成型。目前国内主要以多胶模压为主。

(7) 不锈钢空心导线水冷绕组接头焊接技术:由于奥氏体不锈钢材料具有良好的抗氧化性被使用在定子线棒所有的循环水路中。水冷绕组包括电接头在内的整个接头所用的材料种类较多,形成了四种材料不同的焊接接头。接头母材的组成有:铜—镍基合金、不锈钢—镍基合金、不锈钢—不锈钢、铜—铜。制造工艺中的焊接方法选用钨极氩弧焊、微束等离子焊、中频钎焊等焊接方法。

采用微束等离子弧焊的焊接方法适合于不锈钢空心导线与不锈钢连接板之间的焊缝的焊接。导电块与股线的焊接属于紫铜与紫铜之间同种材质母材之间的焊接,可用银基钎料靠中频感应加热钎焊工艺来完成。对于异材质之间的焊接,

选用符合标准的ERNiCr-3型的焊接材料作为焊缝的填充金属能够满足焊接要求。

8 水电建设应重点研究的问题

8.1 水工水力学研究发展趋势

21世纪前20年还将建设一批大型、巨型水电站,其水头高、泄洪流量大是建设这些高坝的显著的水力学特点。如溪洛渡工程,设计流量约为 $50\,000\text{m}^3/\text{s}$,坝高278m,泄洪功率超过100 000MW,居世界首位,能量集中,消能难度大。虽然我们已取得了二滩、小浪底、三峡等一大批水电工程的泄洪运行经验,但投入运行的、坝高超过200m的还只有二滩工程一个,正在运行的工程中也暴露出一些前期研究工作中尚未得到充分认识的问题,面对目前正在施工和设计的一大批高坝,还需要开展更加深入细致地研究工作,还要不断地有所创新、有所发展。我国高坝工程建设在21世纪将面临新的机遇与挑战,也将为我国的现代高坝科学技术理论与应用研究登上新的高峰提供了重要的舞台。为此还更应该加强基础性科学的研究,特别是在机理方面,如空化空蚀、掺气减蚀、基岩冲刷破坏机理、泄洪雾化、模型比尺效应、高水头大流量底流消能问题以及泄水建筑物的运行安全等,在测量手段上和复杂流场的数值模拟上还需要大力加强,以满足我国水电工程建设的需要。

从水电工程建设与可持续发展角度看,还应该更多地研究与环境生态友好的泄水建筑物的设计与运行方式问题。我国西部是水电能源的基地,同时也是生态脆弱的地区。在这些地方建设大型水利水电工程,其水力学研究方向应以保证工程泄洪安全、经济合理、有利于生态环保三大目标的实现,同时推动基础学科的发展。从长远发展的角度看,当大规模的建设高峰期过去以后,面对更多的是工程的运行与管理,关注点逐渐走向水库大坝的泄洪安全、溃坝风险分析以及管理对策、水库运行与环境效益,这也应是我国水利水电工程建设和水库大坝管理必须经历的过程。

8.2 混凝土结构研究的热点问题

8.2.1 大体积混凝土的温度应力与控制

裂缝仍然是大体积混凝土结构设计和施工中备受关注的的问题。尽管采取了严格措施,在一些重要的工程中,裂缝仍然难以避免,说明目前对混凝土裂缝问题的认识仍然不够,仍需要对裂缝成因、防裂措施进行深入的研究。

8.2.2 高混凝土坝地震响应分析

(1) 坝址地震动的研究:应深入研究场址设计地震加速度和反应谱等地震动参数的合理取值以及场地类别对其影响的问题,以使动力分析建立在更加合理的依据上。宜采用地震危险性的概率分析和确定性法相结合的原则,根据场址地震地质条件实际最大可能发生的设计地震,合理确定场地相关设计反应谱。

(2) 混凝土材料动力特性的研究:混凝土的动力强度并非一固定值,而是随加载速率的增加而明显的增大,且增大的规律又随混凝土的条件(配比、骨料特性、工作环境等)不同而有所变化。另外,动力特性和受力状态也有一定的关系。目前工程设计中采用的方法,即单纯用一个“动静比”来反映混凝土的动力特性是不够的,因此对于混凝土材料的动力特性还需要进行更多的深入研究工作。

(3) 坝随机地震动反应分析:用概率的方法研究地震作用的随机性是一条必然的发展途径。

(4) 坝体和坝肩的动力耦合分析研究:应当是将二者真正地有机结合起来,作为一个完整的系统,采用连续介质与非连续介质结合的分析方法,考虑二者之间的相互耦合作用,在统一的准则、标准下对系统进行安全性评价。

8.2.3 碾压混凝土坝尚待解决的问题

最为关注的问题是温控。研究坝体的温度应力仿真计算方法,结合坝体分缝型式和细部构造的研究,以尽量控制坝体裂缝的产生和发展。

8.3 岩土工程中值得研究的问题

8.3.1 岩土工程的可持续发展问题

对于大型水利工程可能引发的岩土方面的地质灾害和岩土环境与生态影响问题;地下工程及深基坑施工和运行中对于地下水及由此引起的生态问题;固体、液体废弃物对于地下水的污染问题;以及有关基于风险分析和可靠度设计等。

8.3.2 地下工程关注的技术问题

溶蚀裂隙发育高山峡谷地区水文地质研究、深埋长隧洞安全及快速施工关键技术研究、高外水压力作用下围岩稳定性及衬砌支护结构设计研究和长隧洞施工遥控指挥系统研究。

8.3.3 混凝土面板堆石坝中的关键技术问题

刚性的厚度很薄的混凝土面板与堆石料及垫层过渡料之间的接触面及其相互作用是这种坝型的关键技术问题。在面板堆石坝的接触问题计算中,如何处理最近发展的挤压墙式的面板是数值计算中需要解决的问题。接触面的动力特性与本构模型研究也是一个重要课题。

8.3.4 岩土工程的基础性研究与信息化问题

(1) 基础性研究:重点是非饱和土、特殊土及岩石的构造及其对力学性质的影响。

(2) 岩土工程信息化:最重要的任务是基于GIS系统的对于地质灾害的监控和决策,地下工程的超前预报和信息化施工。

8.4 其他应重点研究的问题

8.4.1 水工材料研究方面

(1) 环境因素与混凝土耐久性:需加强混凝土耐久性与可持续发展的关系研究、再生循环混凝土的研究、混凝土裂缝与耐久性研究、多种环境因素复合侵蚀与耐久性、混凝土

与钢筋混凝土耐久性的定量评估和预测研究、耐久性研究成果的规范化等。

(2) 混凝土外加剂与高性能混凝土:在化学外加剂方面,采用改性与多组分复合技术改造第1、第2代外加剂;应用分子设计技术,研发第3代高性能外加剂。在矿物外加剂方面,强化大掺量矿物外加剂(包括工业和城市废渣)混凝土技术研究。在高性能混凝土方面,需强化和坚持高性能混凝土的可持续发展观。

(3) 分子材料新进展及其在水利工程中的应用:国外高分子合成材料总的发展趋势是注重高性能、低成本、大力发展环境友好材料。

(4) 环境与水生态工程材料:主要体现形式为水环境废渣的综合利用和生态环境友好型混凝土技术。

8.4.2 勘探技术研究方面

(1) 超深孔(1000m)取芯钻探技术:发展方向为绳索取心技术和钻孔配套动力技术。

(2) 深孔(1000m)地应力测试技术:发展方向为水压致裂地应力测试技术与方法、应力—应变全过程曲线记录与解释技术和应力场与位移场的数值解析技术与方法。

(3) 高边坡三维摄像成图系统及稳定性监测预报技术,研究三维可视化技术和边坡岩体结构稳定性分析系统。

(4) 三维地质模型的地质建模及可视化软件系统的研发,实现三维地质平切图和剖面图的自动切割、三维地质模型及水利工程布置三维动态显示和漫游等。

(5) 测地机器人技术,研究以测量机器人为主的自动化监测系统。

(6) 深厚覆盖层勘探技术:主要研究覆盖层勘察中冲洗液的性能对成孔稳定的影响。

(7) 高分辨率地球物理勘探技术:解决小波长物探解析技术与方法和勘探深度与分辨率的配比问题。

(8) 高地震烈度区域稳定性研究技术与方法。

(9) 岩体卸荷带划分与探测技术等。

8.4.3 抽水蓄能电站关键技术

主要是水泵水轮机研制的关键技术,包括模型转轮及通流部件参数选择、水泵水轮机模型转轮与通流部件设计及水力性能研究、水泵水轮机模型试验方法研究和泵水轮机结构研究。



第9章 水电技术标准

1 概述

1.1 标准化的基本概念

标准化是组织现代化生产的必要条件,是实现专业化生产的前提和管理科学的基础,有利于提高产品质量、发展产品品种、缩短生产周期、降低资源消耗,是保护劳动者健康与安全,保证可持续发展的重要手段。

我国现在对“标准”和“标准化”的基本定义和概念,与国际标准完全衔接。在我国国家标准 GB 3935.1—1996 中对标准和标准化的定义如下:

1.1.1 标准

为在一定范围内获得最佳秩序,经协商一致制定并由公认机构批准,共同使用且重复使用的规范性文件。

注:就标准的内容而言,应以技术和经验的综合成果为基础,以促进最佳社会效益为目的。

1.1.2 标准化

为在一定范围内获得最佳秩序,对实际的或潜在的问题制定共同使用和重复使用的条款的活动。

注1:上述活动主要包括编制、发布及实施标准的过程。

注2:标准化的主要效益在于为了其预期目的的改进产品、过程服务,以利于防止贸易壁垒,并促进技术合作。

1.1.3 标准体系

在一定范围内的标准按其内在联系形成的科学有机整体。

1.2 我国的标准化工作

1.2.1 我国标准化的发展情况

1949年新中国成立后,就在中央技术管理局内设标准化规格处。1950年重工业部召开了首届全国钢铁标准化工作会议。1952年颁布了我国第一批钢铁标准。1955年中央制定的发展国民经济第一个五年计划中提出设立国家管理技术标准的机构和逐步制定国家统一技术标准任务。1957年在国家技术委员会内设标准局,开始对全国的标准化工作实行统一领导;同年参加了国际电工委员会(IEC)。1958年国家技术委员会颁布第一号国家标准 GB 1《标准幅面与格式、首页、续页与封面的要求》。1962年国务院发布我国第一个标准化管理法规《工农业产品和工程建设技术标准管理办法》。1963年4月第一次全国标准化工作会议召开,编制了《1963~1972年标准化发展规划》,9月经国家科委批准成立国家科委标准化综合研究所,10月经文化部批准成立技术标准出版社。至1966年已颁布国家标准1000多项。但“文化大革命”期间,标准化事业同其他事业一样遭到严重破坏,从1966年至1976年的10年间,仅颁布400项国家标准。

1978年5月国务院成立了国家标准总局以加强标准化工作的管理,同年以中华人民共和国名义参加了国际标准化组织(ISO)。1979年召开了第二次全国标准化工作会议,

提出了“加强管理、切实整顿、打好基础、积极发展”的方针;同年7月国务院颁发了《中华人民共和国标准化管理条例》,体现了为四化积极服务的指导思想;该年还在杭州召开了中国标准化协会首次代表大会,并开始组建全国性专业标准化技术委员会,确定标准化技术归口单位。我国实行改革开放后,标准化事业取得了快速发展。1988年7月,国务院为了加强政府对技术、经济监督职能,决定将国家标准局、国家计量局和国家经委的质量局合并成立国家技术监督局(1998年改名为国家质量技术监督局,2003年改名为国家质量技术监督检验检疫总局),直属国务院领导,统一管理全国标准化、计量、质量工作。1988年12月29日第七届全国人大常委会第五次会议通过了《中华人民共和国标准化法》,并以国家主席令颁布,于1989年4月1日起施行。这标志着我国以经济建设为中心的标准化工作,进入法制管理的新阶段。国务院有关部门设有负责管理本部门、本行业的标准化管理机构,26个部门及各省、直辖市、自治区质量技术监督机构成立了标准化研究及信息情报机构。1999年省以下质量技术监督部门实行垂直管理。

目前,我国形成了以国家标准、行业标准、地方标准和企业标准的标准体系。至2005年,我国已有国家标准20688项(其中强制性国家标准3023项),关联的国际标准采标率为44%;组建了700个全国性专业标准化技术委员会(含430多个分技术委员会),聘请了2.7万多名委员;标准的覆盖已从传统的工农业产品、工程建设向高新技术、信息产业、环境保护、职业卫生、安全与服务等领域扩展。标准化工作已对提高我国产品质量、工程质量和服务质量,规范市场秩序,发展对外贸易,促进国民经济持续快速健康发展发挥了重要保证和技术支持作用。但我国标准的国际标准采标率低,制修订速度慢,标龄长。为落实科学发展观,大力实施标准战略,2006年3月召开的全国标准化工作会议提出,到2010年把我国标准的采标率由目前的44%提高到80%,每年标准制修订由2200项增加到6000项,标准制定周期由4.5年缩短到2年,标龄由10.2年缩短到5年以内,以尽快形成一个结构合理、层次分明、重点突出、科学适用、国际接轨、满足循环经济及产业链发展、满足人与自然和谐发展需要的标准体系,达到中等发达国家水平。

1.2.2 我国标准的分类

1.2.2.1 根据适用范围分

我国标准分为国家标准、行业标准、地方标准和企业标准四类。这四类标准主要是适用范围不同,不是标准技术水平高低的分级。

(1) 国家标准。它是由国务院标准化行政主管部门制定的需要在全国范围内统一的技术要求。

(2) 行业标准。它是对没有国家标准而又需在全国某个行业范围内统一的技术要求,由国务院有关行政主管部门制定并报国务院标准化行政主管部门备案的标准。

(3) 地方标准。它是对没有国家标准和行业标准而又需在省、自治区、直辖市范围内统一的工业产品的安全、卫生要求,由省、自治区、直辖市标准化行政主管部门制定并报

国务院标准化行政主管部门和国务院有关行业行政主管部门备案的标准。

(4) 企业标准。它是企业生产的产品没有国家标准、行业标准和地方标准，由企业制定的作为组织生产依据的相应的企业标准，或在企业内制定适用的严于国家标准、行业标准或地方标准的企业（内控）标准，由企业自行组织制定的并按省、自治区、直辖市人民政府的规定备案（不含内控标准）的标准。

1.2.2.2 根据法律的约束性分

(1) 强制性标准。它是必须严格执行，任何单位和个人不得擅自更改或降低的标准。对违反强制性标准而造成不良后果以至重大事故者由法律、行政法规规定的行政主管部门依法根据情节轻重给予行政处罚，直至由司法机关追究刑事责任。

强制性标准是国家技术法规的重要组成，它符合世界贸易组织贸易技术壁垒协定关于“技术法规”定义，即“强制执行的规定产品特性或相应加工方法的包括可适用的行政管理规定在内的文件。技术法规也可以包括或专门规定用于产品、加工或生产方法的术语、符号、包装标志或标签要求”。为使我国强制性标准与 WTO/TBT 规定衔接，其范围要严格限制在：国家安全、防止欺诈行为、保护人身健康与安全、保护动物植物的生命和健康以及保护环境等五个方面。

(2) 推荐性标准。它是指导性标准，由公认机构批准的，非强制性的，为了通用或反复使用的目的，为产品或相关生产方法提供规则、指南或特性的文件。推荐性标准也可以包括或专门规定用于产品、加工或生产方法的术语、符号、包装标志或标签要求。

推荐性标准是自愿性文件。由于是协调一致的文件，不受政府和社会团体的利益干预，能更科学地规定特性或指导生产，《标准化法》鼓励企业积极采用。

(3) 标准化指导性技术文件。它是为仍处于技术发展过程中的标准化工作提供指南或信息，供科研、设计、生产、使用和管理等有关人员参考使用而制定的标准文件。它属科技成果，但按标准管理，代号要加“/Z”标识，不注实施日期。

1.2.2.3 根据标准的性质分

(1) 技术标准。它是对标准化领域中需要协调统一的技术事项而制定的标准。主要是事物的技术性内容。

(2) 管理标准。它是对标准化领域中需要协调统一的管理事项所制定的标准。

(3) 工作标准。它是对标准化领域中需要协调统一的工作事项所制定的标准。

1.2.2.4 根据标准化的对象和作用分

(1) 基础标准。它是具有广泛范围或包含一个特定领域的通用条款的标准。

(2) 术语标准。它是与术语有关的标准。

(3) 试验标准。它是与试验方法有关的标准。

(4) 产品标准。它是规定产品应满足要求以确保其适用性的标准。

(5) 过程标准。它是规定过程应满足的要求以确保其适用性的标准。

(6) 服务标准。它是规定服务应满足的要求以确保其适用性的标准。

1.2.3 标准的代号和编号

1.2.3.1 标准的编号

我国标准的编号由标准的代号、标准发布顺序号和标准

发布年代号（四位数）组成。示例如下：



1.2.3.2 标准的代号

我国标准的代号由大写汉字拼音字母构成（故应按汉字拼音字母读），两个字母，对推荐性标准再加“/T”标识。

国家标准的代号为“GB”。行业标准代号，由国务院各有关行政主管部门提出其所管理的行业标准范围的申请报告，国务院标准化行政主管部门审查确定并正式公布。已正式公布的行业代号有 57 个。与水电工程有关的主要行业标准，其名称及代号为：电力（DL）、机械（JB）、水利（SL）、建筑工业（JG）、环境保护（HJ）、黑色冶金（YB）、建材（JC）、铁路运输（TB）、汽车（QC）、测绘（CH）以及 1991 年以前发布现仍有效的部级水电标准（SD）。

1.2.4 标准的制定

1.2.4.1 标准的制定程序

(1) 国家标准由国务院标准化行政主管部门编制计划、组织草拟、统一审批、编号、发布。其中工程建设国家标准由工程建设主管部门审批，由国务院标准化行政主管部门统一编号，国务院标准化行政主管部门和工程建设主管部门联合发布。

(2) 行业标准由国务院标准化行政主管部门确定的国务院有关的行政主管部门编制计划、组织草拟、统一审批、编号、发布，并报国务院标准化行政主管部门备案。

(3) 地方标准由省、自治区、直辖市人民政府标准化行政主管部门确定项目、编制计划、组织草拟、统一审批、编号、发布并报国务院标准化行政主管部门和国务院有关行政主管部门备案。法律、行政法规对地方标准的制定另有规定的，依照法律的规定执行。

(4) 企业标准由企业组织制定，并按省、自治区、直辖市人民政府的规定，按企业的隶属关系向企业的主管部门和主管部门的同级标准化行政主管部门备案。已有国家和行业标准的，国家鼓励企业制定严于国家标准或者行业标准的企业标准，在企业内部适用。

1.2.4.2 标准的制定原则

(1) 制定标准应当有利于保护安全和人民的身体健康，保护消费者利益，保护环境。

(2) 制定标准应当有利于合理利用国家资源、推广科学技术成果，提高经济效益，并符合使用要求，有利于产品的通用互换，做到技术先进，经济上合理。

(3) 制定标准应当做到有关的各种相互关联的标准之间，同类标准之间，产品标准与基础标准之间，原材料标准与工艺标准之间，技术标准与管理标准以及工作标准之间相互衔接，互相协调，和谐一致。

(4) 制定标准应当有利于促进对外经济技术合作和对外贸易。这是国民经济发展的需要，也是使我国经济社会与经济全球一体化同步发展的需要。

1.2.4.3 标准的编写格式

标准的编写格式一般都应符合《GB/T 1.1 标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写规则》，但工程建设标准按建设部的《工程建设标准编写规定》编写。主要不同处有：①标准的层次，按 GB/T 1.1 的章下为条，无节，条可细分到第五层次，而工程建设标准的正文层次有章、节、

条、款、项，条不再分层次，正文后应有条文说明；②层次的编号，按 GB/T 1.1 的章、条用阿拉伯数字，左起顶格排，章有标题，第一、二层次的条宜给出标题，而工程建设标准的章、节、条也用阿拉伯数字，但章、节带标题居中排，条不能有标题，编号左起顶格排；③附录，按 GB/T 1.1 的分为规范性附录（给出标准正文的附加条款）和资料性附录（给出附加信息，不含要求）；而工程建设标准的附录一般不分性质。

1.2.4.4 采用国际标准和国外先进标准

采用国际标准和国外先进标准（简称采标）是指将国际标准的内容，经分析研究和试验验证，等同转化或修改转化为我国标准（包括国家标准、行业标准、地方标准和企业标准），按我国标准审批发布程序审批发布，并组织实施和对实施进行监督。采标是我国的一项重要技术经济政策，是技术引进的重要组成部分。我国规定，制定、修订标准的计划项目，凡能同国际标准的制定、修订计划项目协调一致的，应当尽可能协调一致；如果已有或有即将制定完成的相应国际标准，除非这些国际标准由于保护级别不够、基本气候、地理因素或基本的技术问题等原因而无效或者不适用，应以这些国际标准作为制定我国标准的基础。当然，采标应符合我国有关法律、法规，有利于社会主义市场经济的发展和促进国际贸易，做到技术先进、经济合理、安全可靠。

我国标准采用国际标准和国外先进标准的程度，按 ISO 的建议分为等同采用和修改采用两种（没有以前的等效采用）。等同采用，指与国际标准在技术内容、文本结构和措词上相同，或与国际标准在技术内容上相同，但允许存在少量编辑性修改。修改采用，指与国际标准之间允许存在技术差异和编辑性修改，但必须清楚标明技术差异和编辑性修改，并说明技术差异解释理由；与国际标准在结构上保持一致对应，只有在不影响与国际标准的内容和结构可比较的情况下方允许改变文本结构。只保留少量原国际标准条款的我国标准不能认为是采标标准。

我国标准采标程度用缩写标识，等效采用（identical）为 IDT，修改采用（modified）为 MOD，如 GB××××—××××（ISO××××；××××，IDT），GB/T××××—××××（IEC××××；××××，MOD）。

1.3 我国水电标准化工作情况

1.3.1 主要的行业标准化行政主管部门

我国涉及水电行业标准化的行政主管部门主要是管水电和机电的行政部门，原先为水电部和机械部的有关司局，几经改革变化，现主要是国家发展和改革委员会工业司和水利部国际合作与科技司。行业标准化行政主管部门的工作主要是指导本部门所管理的行业技术法规与标准的拟订工作，组织和参加有关技术法规的政府交流，制定行业标准化的发展规划、审定行业标准的制修订计划，批准颁布行业标准，审批新成立的行业标准化技术委员会。目前，国家发展和改革委员会工业司管理 19 个行业标准化工作，其中电力、机械行业标准化的具体组织管理和标准制定过程的起草、技术审查、编号、报批、备案、出版等日常工作分别委托中国电力企业联合会和中国机械工业联合会负责。水利部国际合作与科技司管理水利行业标准化工作，并直接负责具体组织管理和日常工作。

中国电力企业联合会标准化中心现归口管理有 35 个电力行业标准化技术委员会，其中与水电有关的标委会 21 个，分别为电力行业电力变压器、电力电容器、水轮机、高压开

关设备、电机、水轮发电机、气体绝缘封闭电器、高压直流输电、高压试验、继电保护、绝缘子、水电站自动化、电站焊接、电力电缆、水电站金属结构及启闭机、电测量、水电施工、大坝安全监测、水电规划设计、电网运行与控制、过电压与绝缘配合等标委会。该中心近几年每年颁布新标准约 100 项左右，目前归口管理有效标准 1601 项，其中电力国家标准 313 项，电力行业标准 1288 项。

1.3.2 主要的全国性专业技术标准化委员会

我国与水电有关的全国性专业技术标准化委员会有 TC26 全国旋转电机标准化技术委员会、TC44 全国变压器标准化技术委员会、TC51 全国绝缘材料标准化技术委员会、TC55 全国焊接标准化技术委员会、TC65 全国高压开关设备标准化技术委员会、TC82 全国电力系统控制及其通信标准化技术委员会、TC163 全国高电压试验技术和绝缘配合标准化技术委员会、TC175 全国水轮机标准化技术委员会、TC189 全国低压电器标准化技术委员会、TC222 全国互感器标准化技术委员会等。其中关系最密切的是：①全国水轮机标委会，负责的专业范围为水轮机、蓄能泵、进水阀、调速器及油压装置、自动化元件和安装运行，与 IEC TC4 对口，秘书处设在哈尔滨大电机研究所和中国水利水电科学研究院，设有控制设备、安装运行 2 个分技术委员会；②全国旋转电机标委会发电机分技术委员会，负责的专业范围为汽轮发电机和水轮发电机，秘书处设在哈尔滨大电机研究所。

1.4 国际标准化活动简况

1.4.1 国际标准和国外先进标准

1.4.1.1 国际标准

国际标准是指国际标准化组织（ISO）、国际电工委员会（IEC）和国际电信联盟（ITU）所制定的标准，以及 ISO 为促进《关贸总协定—贸易技术壁垒协议》即标准守则的贯彻实施所出版的《国际标准题内关键词索引》（KWIC Index）中收录的其他国际组织制定的标准。

1983 年 3 月出版的，KWIC 索引（第一版）中共收录了 24 个国际组织制定的标准 7600 个，其中 ISO 标准占 68%，IEC 标准占 18.5%，其他 22 个国际组织的标准共 968 个，占 13.5%。1989 年 KWIC 索引（第二版），共收录了 ISO 与 IEC 制定的 800 个标准，以及其他 27 个国际组织的 1200 多条标准。其他未列入 KWIC 索引的国际组织所制定的某些标准也有被国际公认的。

1.4.1.2 国外先进标准

国外先进标准是指国际上有权权威的区域性标准，世界上主要经济发达国家的国家标准和通行的团体标准，包括知名跨国企业标准在内的其他国际上公认先进的标准。

（1）国际上有权权威的区域性标准主要有：欧洲标准化委员会（CEN）；欧洲电工标准化委员会（CENELEC）；欧洲广播联盟（EBU）；亚洲大洋洲开放系统互联研讨会（AOW）；亚洲电子数据交换理事会（ASEB）等制定的标准。

（2）世界经济技术发达国家的国家标准主要有：美国国家标准（ANSI）、德国国家标准（DIN）、英国国家标准（BS）、日本国工业标准（JIS）、瑞典国家标准（SIS）、法国国家标准（NF）、瑞士国家标准（SNV）、意大利国家标准（UNI）、俄罗斯国家标准（ГОСТ）。

（3）国际公认的行业性团体标准主要有：美国材料与试验协会标准（ASTM）、美国石油学会标准（API）、美国军

用标准 (MIL)、美国保险商试验所安全标准 (UL)、美国电气制造商协会标准 (NEMA)、美国电影电视工程师协会标准 (SMPTE)、美国机械工程师协会标准 (ASME)、英国劳氏船级社船舶入级规范 (LR)、英国石油学会标准 (IP)。

1.4.2 国际性的标准化机构

1.4.2.1 国际标准化组织 (ISO)

ISO 成立于 1947 年, 会址在日内瓦, 是当今世界最大的最权威的标准化机构。其宗旨是在全球范围内促进标准化工作的发展, 其主要活动是制定国际标准。制定国际标准的工作通常由 ISO 的技术委员会完成。各成员团体若对某技术委员会确立的项目感兴趣, 均有权参加该委员会的工作。与 ISO 保持联系的各国际组织 (官方的或非官方的) 也可参加有关工作。

ISO 成立时只有 25 个成员团体, 但经过 50 多年的发展, 现有团体 (国家标准化机构) 146 个; 有技术委员会 (TC) 188 个、分委员会 (SC) 550 个。我国于 1978 年参加了国际标准化组织 (ISO)。

截止到 2005 年底, ISO 已制定 16 250 个国际标准。ISO 标准文件形成了一个家族, 包括: ① ISO 标准; ② ISO/PAS (ISO 公用规范); ③ ISO/TS (ISO 技术规范); ④ ISO/TR (ISO 技术报告); ⑤ ITA (行业技术协议)。

成员全体大会是 ISO 的最高权力机构, 每三年召开一次。1999 年 10 月第 22 届 ISO 大会在中国北京召开, 有 96 个国家、10 个国际组织的 400 名代表参加了大会。

1.4.2.2 国际电工委员会 (IEC)

IEC 成立于 1906 年, 会址在日内瓦, 是世界上最早的国际性标准化机构。1947 年 ISO 成立后, IEC 曾作为一个电工部并入 ISO, 但在技术上和财务上仍保持独立。1976 年双方又达成新协议, 两组织为各自独立, 自愿合作, 互为补充的国际组织, 共同建立国际标准化体系, IEC 负责有关电气工程及电子领域国际标准化工作, 其他领域则由 ISO 负责。IEC 出版以国际标准为主的各种出版物。

目前, IEC 共有成员 63 个 (其中正式成员 52 个, 非正式成员 11 个)。我国于 1957 年参加 IEC。至 2005 年, IEC 已制定 6700 多项国际标准。

1.4.3 我国水电方面参加国际标准化活动情况

1.4.3.1 全国水轮机标准化技术委员会参加活动情况

全国水轮机标准化技术委员会参与受国家标准化管理委员会委托, 承担国际电工委员会/水轮机技术委员会 (IEC/TC4) 的国内对口技术工作, 包括对国际标准文件的表态, 审查我国提案和国际标准的中文译稿, 参加对口的 IEC/TC4 组织的有关会议, 以及提出对外开展标准化技术交流活动的建议等。为此, 1998 年 10 月成立了“国际标准化工作专家组”。

(1) 积极参与 IEC 标准制、修订工作。IEC/TC4 目前有 7 个工作组, 即: WG14 (水轮机控制标准)、WG18 (比尺效应标准)、WG24 (流量测量方法)、WG25 (小型水轮机现场验收试验规程)、WG26 (水轮机、蓄能泵和水泵水轮机的更新改造和性能改善导则)、WG27 (水轮机空蚀评定标准) 和 WG29 (水轮机泥沙磨损标准)。全国水轮机标委会派专家参加了这 7 个工作组的工作, 对有关标准认真提出了我国的意见, 有不少被采纳。

2005 年初, IEC/TC4 筹备成立制定“水轮机泥沙磨损”国际标准的 WG29 工作组时, 全国水轮机标委会“国际标准化专家工作组”认为, 这是对我国水轮机泥沙磨损研究是

一次难得的机遇, 我国有条件和有实力在这一国际标准的制定中发挥主导作用。经我国代表在 2005 年 5 月 IEC/TC4 德国全体会议上争取, IEC/TC4 秘书处考虑到我国在水轮机泥沙磨损方面取得了丰硕的成果, 指定中国为此项国际标准的副召集人, 同美国一道共同牵头进行《水轮机泥沙磨损》国际标准的制定工作。

WG29 工作组已经召开了两次会议, 其中第二次于 2005 年 10 月在北京召开, 由我国承办。按安排, 我国为第三次工作组会议提供了《中国十九个电站水轮机泥沙磨损调研报告》, 并将世界各国电站的调查问卷收集、归纳、汇总、分析后提交给工作组, 为《水轮机泥沙磨损》国际标准的制定作出重要贡献。

(2) 为了加强国内外技术交流和扩大国内企业和专家在国际上的影响, 全国水轮机标委会组织行业积极参与国际标准化活动。IEC/TC4 每两年召开一次全体会议, 全国水轮机标委会从 1993 年组团参加了各次全体会议, 并承办了 2002 年北京会议。此外, 还承办了 2000 年 WG27 北京工作组会议、2001 年 WG18 “比尺效应”北京工作组会议和 2005 年 WG29 北京工作组会议。每次会议均取得圆满成功并受到与会各国代表的好评。

1.4.3.2 我国发电机行业参加国际标准化活动简况

(1) 1983 年成立了“全国旋转电机标准化技术委员会”, 2000 年成立“全国旋转电机标委会发电机分技术委员会”, 增加了水轮发电机专业领域工作内容和相关的委员, 与 IEC/TC2 及其 SC 对口。1996 年成立国际标准化工作专家组, 积极参与发电机专业领域国际标准化制、修订工作。2001 年, 报名参加了 IEC 60034-3 (1988) 的修订工作组, 共提出修改意见 18 条, 其中 11 条被采纳。20 多年来处理 IEC 文件约 90 余份, 参与复审 IEC 标准共 5 项。

(2) 积极参加 IEC 的有关会议, 如: 1965 年 10 月在日本东京举行的 IEC/TC2/SC2A 会议, 1980 年 6 月在瑞典斯德哥尔摩举行的 IEC/TC2/SC2A 年会, 1983 年 1 月在瑞士苏黎世举行的年会, 1987 年 9 月在悉尼举行的 TC2 全会、SC2H、SC2B 三个会议, 1988 年 10 月在南斯拉夫举行的 IEC/TC2 SC2A 和 SC2G 会议, 1991 年 10 月在西班牙马德里举行的 TC2、SC2G 年会, 1996 年 6 月在芬兰赫尔辛基召开的 TC2、SC2G、SC2J 三个会议, 1999 年在瑞士巴登举行 IEC/TC2 年会, 等等。

(3) 自 1978 年起, 本行业的一些专家, 作为 CIGRE (国际大电网会议) 第 11 专委会——旋转电机的委员一直参加其年会。1993 年参加了在我国北京举行的 ISO/TC10 (国际标准化组织第 10 技术委员会: 技术制图、产品定义和技术文件) 第 12 次年会及其 SC1 (基本规定)、SC5 (尺寸和公差注法)、SC10 (产品图形符号) 会议和 SC1 的工作组 WG5 (形位公差及注法)、WG6 (计算机信息处理)、WG7 (简化制图) 等工作组会议。

(4) 积极采用国际标准。基础标准以等同为主, 产品标准主要指标均与 IEC 标准一致, 部分要求高于 IEC 标准。可以肯定地说, 目前我国发电机行业的基础标准和产品标准及试验、安装等标准均已达到或高于 IEC 标准。

2 国内主要的水电技术标准

2.1 有关水电的国家标准

2.1.1 综合基础类

GB/T 2900.25—1994 电工术语 旋转电机

- GB/T 2900.45—2006 电工术语 水电站水力机械
设备
- GB/T 2900.50—1998 电工术语 发电、输电及配
电通用术语
- GB/T 2900.52—2000 电工术语 发电、输电及配
电发电
- GB/T 2900.57—2002 电工术语 发电、输电及配
电运行
- GB/T 2900.58—2002 电工术语 发电、输电及配
电电力系统规划和管理
- GB/T 2900.59—2002 电工术语 发电、输电及配
电变电站
- GB/T 3408—1994 差动电阻式应变计
- GB/T 3409—1994 差动电阻式钢筋计
- GB/T 3410—1994 差动电阻式测缝计
- GB/T 3411—1994 差动电阻式孔隙压力计
- GB/T 3412—1994 电阻比电桥
- GB/T 3413—1994 埋入式铜电阻温度计
- GB 4208—1993 外壳防护等级 (IP 代码)
- GB/T 5094.1—2002 工业系统、装置与设备以及工业
产品结构原则与参照代号 第1部分:基本规则
- GB/T 5094.2—2003 工业系统、装置与设备以及工业
产品结构原则与参照代号 第2部分:项目的分类与分类码
- GB/T 5094.3—2005 工业系统、装置与设备以及工业
产品结构原则与参照代号 第3部分:应用指南
- GB/T 7252—2001 变压器油中溶解气体分析和判断
导则
- GB/T 7595—2000 运行中变压器油质量标准
- GB/T 7596—2000 电厂用运行中汽轮机油质量标准
- GB/T 15464—1995 仪器仪表包装通用技术条件
- GB/T 18110—2000 小水电站机电设备导则
- GB 50071—2002 小型水力发电站设计规范
- 2.1.2 水文泥沙类**
- GB/T 9359—2001 水文仪器基本环境试验条件及方法
- GB/T 15966—1995 水文仪器基本参数及通用技术
条件
- GB 17621—1998 大中型水电站水库调度规范
- GB/T 18185—2000 水文仪器可靠性技术要求
- GB/T 18522.1—2003 水文仪器通则 第1部分:
总则
- GB/T 18522.2—2002 水文仪器通则 第2部分:参
比工作条件
- GB/T 18522.3—2001 水文仪器通则 第3部分:基
本性能表示方法
- GB/T 18522.4—2002 水文仪器通则 第4部分:结
构基本要求
- GB/T 18522.5—2002 水文仪器通则 第5部分:工
作条件影响及试验方法
- GB/T 19184—2003 水斗式水轮机空蚀评定
- GB/T 19677—2005 水文仪器术语、符号及代码
- GB/T 19704—2005 水文仪器记录与显示
- GB/T 19705—2005 水文仪器信号与接口
- GB/T 50095—1998 水文基本术语和符号标准
- GB 50159—1992 河流悬移质泥沙测验规范
- GB 50179—1993 河流流量测验规范

2.1.3 水工建材类

- GB/T 4934—1996 应变控制式直剪仪
- GB/T 4935—1996 单杠杆固结仪
- GB/T 13606—1992 岩土工程用钢弦式压力传感器
- GB/T 15406—1994 土工仪器的基本参数及通用技术
条件
- GB/T 50123—1999 土工试验方法标准
- GB 50199—1994 水利水电工程结构可靠度设计统一
标准
- GB 50201—1994 防洪标准
- GB 50218—1994 工程岩体分级标准
- GB/T 50266—1999 工程岩体试验方法标准
- GB/T 50279—1998 岩土工程基本术语标准
- GB 50287—1999 水利水电工程地质勘察规范
- GB 50290—1998 土工合成材料应用技术规范

2.1.4 金属结构类

- GB/T 228—2002 金属材料 室温拉伸试验方法
- GB/T 229—1994 金属夏比缺口冲击试验方法
- GB/T 232—1999 金属材料 弯曲试验方法
- GB/T 324—1988 焊缝符号表示法
- GB/T 699—1999 优质碳素结构钢
- GB/T 700—2006 碳素结构钢
- GB/T 814—1989 弧形闸门通用技术条件
- GB/T 912—1989 碳素结构钢和低合金结构钢热轧冷
钢板及钢带
- GB/T 983—1995 不锈钢焊条
- GB/T 984—2001 堆焊焊条
- GB/T 985—1988 气焊、手工电弧焊及气体保护焊焊
缝坡口的基本形式与尺寸
- GB/T 986—1988 埋弧焊焊缝坡口的基本形式和尺寸
- GB/T 1048—2005 管道元件—PN (公称压力) 的定
义和选用
- GB/T 1228—1991 钢结构用高强度大六角头螺柱
- GB/T 1229—1991 钢结构用高强度大六角螺母
- GB/T 1230—1991 钢结构用高强度垫圈
- GB/T 1231—1991 钢结构用高强度大六角头螺栓、大
六角螺母、垫圈技术条件
- GB/T 1591—1994 低合金高强度结构钢
- GB/T 1720—1979 漆膜附着力测定法
- GB/T 2970—2004 厚钢板超声波检验方法
- GB/T 3077—1999 合金结构钢
- GB/T 3323—2005 金属熔化焊焊接接头射线照相
- GB/T 4237—1992 不锈钢热轧钢板
- GB/T 5117—1995 碳钢焊条
- GB/T 5118—1995 低合金钢焊条
- GB/T 5216—2004 保证淬透性结构钢
- GB/T 5293—1999 埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂
- GB/T 5677—1985 铸钢件射线照相及底片等级分类
方法
- GB/T 5680—1998 高锰钢铸件
- GB 6654—1996 压力容器用钢板
- GB/T 7659—1987 焊接结构用碳素钢铸件
- GB 7692—1999 涂装作业安全规程 涂漆前处理工艺
安全及其通风净化
- GB/T 8110—1995 气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢
焊丝

GB/T 8642—2002 热喷涂 抗拉结合强度的测定
 GB 8918—2006 重要用途钢丝绳
 GB/T 8923—1988 涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级
 GB/T 9793—1997 金属和其他无机覆盖层 热喷涂 锌及铝合金
 GB/T 11345—1989 钢焊缝手工超声波探伤方法和探伤结果分级
 GB/T 10183—2005 桥式和门式起重机 制造及轨道安装公差
 GB/T 12470—2003 埋弧焊用低合金钢焊丝和焊剂
 GB/T 14173—1993 平面钢闸门技术条件
 GB/T 14405—1993 通用桥式起重机
 GB/T 14407—1993 通用桥式和门式起重机司机室技术条件
 GB/T 14408—1993 一般工程与结构用低合金铸钢件
 GB/T 17854—1999 埋弧焊用不锈钢焊丝和焊剂
 GB 50205—2001 钢结构工程施工及验收规范
 GB 50278—1998 起重设备安装工程施工及验收规范

2.1.5 水力机械类
 GB 150—1998 钢制压力容器
 GB/T 275—1993 滚动轴承与轴和外壳的配合
 GB 755—2000 旋转电机 定额和性能
 GB/T 1029—2005 三相同步电机试验方法
 GB/T 1993—1993 旋转电机冷却方法
 GB/T 3091—2001 低压流体输送焊接钢管
 GB/T 3216—2005 回转动力泵水力性能验收试验 1级和2级
 GB/T 3452.1—1992 液压气动用O形橡胶密封圈尺寸系列及公差
 GB/T 3452.2—1987 O形橡胶密封圈外观质量试验标准
 GB/T 3853—1998 容积式空气压缩机验收试验
 GB/T 4942.1—2001 旋转电机外壳防护分级(IP代码)
 GB/T 5321—2005 量热法测定电机的损耗和效率
 GB/T 5657—1995 离心泵技术条件(Ⅲ)
 GB/T 6075.5—2002 在非旋转部件上测量和评价机组机械振动 第5部分 水力发电厂和泵站机组
 GB/T 6402—1991 钢锻件超声波检验方法
 GB/T 6414—1999 铸件 尺寸公差与机械加工余量
 GB/T 7064—2005 透平型同步电机技术要求
 GB/T 7233—1987 铸钢件超声探伤及质量评级标准
 GB/T 7894—2001 水轮发电机基本技术条件
 GB/T 8163—1999 输送流体用无缝钢管
 GB/T 8564—2003 水轮发电机组安装技术规程
 GB/T 9112—2000 钢制管法兰类型与参数
 GB/T 9239—1988 旋转刚体的平衡等级制
 GB/T 9286—1998 色漆和清漆 漆膜的划格试验
 GB/T 9443—1988 铸钢件渗透探伤及缺陷显示迹痕的评级方法
 GB/T 9444—1988 铸钢件磁粉探伤及质量评级方法
 GB/T 9652.1—2007 水轮机控制系统技术条件
 GB/T 9652.2—2007 水轮机控制系统试验
 GB/T 9797—2005 金属覆盖层镍+铬和铜+镍+铬电沉积层

GB/T 10069.1—2006 旋转电机噪声测定方法及限值 第1部分:旋转电机噪声测定方法
 GB/T 10969—1996 水轮机通流部件技术条件
 GB 11120—1989 L-TSA 汽轮机油
 GB/T 11348.5—2002 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第5部分 水力发电厂和泵站机组
 GB/T 11352—1989 一般工程用铸造碳铸件
 GB/T 11805—1999 水轮发电机组自动化元件(装置)及其系统基本技术条件
 GB/T 12220—2005 通用阀门 标志
 GB/T 12221—2005 金属阀门 结构长度
 GB/T 12222—2005 多回转阀门驱动装置的连接
 GB/T 12223—2005 部分回转阀门驱动装置的连接
 GB/T 12224—2005 钢制阀门 一般要求
 GB/T 12225—2005 通用阀门 铜合金铸件技术条件
 GB/T 12227—2005 通用阀门 球墨铸铁件技术条件
 GB/T 12229—2005 通用阀门 碳素钢铸件技术条件
 GB/T 12234—1989 通用阀门 法兰和对焊连接钢制闸阀
 GB/T 12235—1989 通用阀门 法兰连接钢制截止阀和升降式止回阀
 GB/T 12236—1989 通用阀门 钢制旋启式止回阀
 GB/T 12237—1989 通用阀门 法兰和对焊连接钢制球阀
 GB/T 12238—1989 通用阀门 法兰和对夹式连接蝶阀
 GB/T 12351—1990 热带型旋转电机环境技术要求
 GB/T 12973—1991 换向器与集电环尺寸
 GB/T 13279—2006 一般用固定式往复空气压缩机技术条件
 GB/T 13384—1992 机电产品包装通用技术条件
 GB/T 13927—1992 通用阀门压力试验
 GB/T 14478—1993 大中型水轮机进水阀门基本技术条件
 GB/T 14976—2002 输送流体用不锈钢无缝钢管
 GB/T 15056—1994 铸造表面粗糙度 评定方法
 GB/T 15468—2006 水轮机基本技术条件
 GB/T 15469—1995 反击式水轮机空蚀评定
 GB/T 15544—1995 三相交流系统短路电流计算
 GB/T 15613—1995 水轮机模型验收试验规程
 GB/T 16253—1996 承压钢铸件
 GB/T 17189—1997 水力机械振动和脉动现场测试规程
 GB/T 18482—2001 可逆式抽水蓄能机组起动试验规程
 GB/T 20043—2005 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程
 GB/T 20160—2006 旋转电机绝缘电阻测试
 GB/T 20833—2007 旋转电机定子线棒及绕组局部放电的测量方法及评定导则
 GB/T 20834—2007 发电/电动机基本技术条件
 GB/T 20835—2007 发电机定子铁心磁化试验导则
 GB 50231—1998 机械设备安装工程施工及验收通用规范
 GB 50236—1998 现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范

GB 50275—1998 压缩机、风机、泵安装工程施工及验收规范

2.1.6 电气类

GB 156—2003 标准电压

GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合

GB/T 311.6—2005 高电压测量标准空气间隙

GB 1207—1997 电压互感器

GB 1208—1997 电流互感器

GB 1984—2003 交流高压断路器

GB 1985—2004 交流高压隔离开关和接地开关

GB 2314—1997 电力金具通用技术条件

GB/T 2341—1998 设备线夹

GB/T 2423.2—2001 电工电子产品基本环境试验 第2部分：试验方法试验B：高温

GB/T 2423.4—1993 电工电子产品基本环境试验规程试验Db：交变湿热试验方法

GB/T 2694—2003 输电线路铁塔制造技术条件

GB/T 3309—1989 高压开关设备常温下的机械试验

GB/T 3453—1994 数据通信基本型控制规程

GB/T 3797—2005 电气控制设备

GB 3804—2004 3.6~40.5kV 交流高压负荷开关

GB 3906—2006 3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备

GB/T 3956—1997 电缆的导体

GB/T 5443—1985 电话自动交换网铃流和信号音技术指标测试方法

GB/T 5444—1985 电话自动交换网用户信号技术指标测试方法

GB/T 7255—1998 单边带电力线载波机

GB/T 7261—2000 继电器和继电保护装置基本试验方法

GB/T 7329—1998 电力线载波结合设备

GB/T 7330—1998 交流电力系统阻波器

GB/T 7349—2002 高压架空送电线、变电站无线电干扰测量方法

GB/T 7354—2003 局部放电测量

GB/T 7409.1—1997 同步电机励磁系统 定义

GB/T 7409.2—1997 同步电机励磁系统 电力系统研究用模型

GB/T 7409.3—2007 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求

GB/T 8349—2000 金属封闭母线

GB/T 8905—1996 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则

GB 10585—1989 中小型同步电机励磁系统基本技术条件

GB/T 11022—1999 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

GB/T 11023—1989 高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则

GB/T 11287—2000 电气继电器 第21部分：量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验第1篇 振动试验（正弦）

GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/Z 14429—2005 远动设备及系统 第1-3部分：总则 术语

GB/T 14430—1993 单边带电力线载波系统设计导则

GB/T 14542—2005 运行变压器油维护管理导则

GB/T 14549—1993 电能质量 公用电网谐波

GB/T 14598.1—2002 电气继电器 第23部分：触点性能

GB/T 14598.3—1993 电气继电器 第五部分：电气继电器的绝缘试验

GB/T 14598.4—1993 电气继电器 第十四部分：电气继电器触点的寿命试验 触点负载的优先值

GB/T 14598.5—1993 电气继电器 第十五部分：电气继电器触点的寿命试验 试验设备的特性规范

GB/T 14598.7—1995 电气继电器 第3部分：它定时限或自定时限的单输入激励量度继电器

GB/T 14598.8—1995 电气继电器 第20部分：保护系统

GB/T 14598.9—2002 电气继电器 第22-3部分：量度继电器和保护装置的电气干扰试验 辐射电磁场骚扰试验

GB/T 14598.10—1996 电气继电器 第22部分：量度继电器和保护装置的电气干扰试验 第四篇 快速瞬变干扰试验

GB/T 14598.15—1998 电气继电器 第8部分：电热继电器

GB/T 14598.16—2002 电气继电器 第25部分：量度继电器和保护装置的电磁发射试验

GB/T 14598.17—2005 电气继电器 第22-6部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 射频场感应的传导骚扰的抗扰度

GB/T 15145—2001 微机线路保护装置通用技术条件

GB/T 15148—1994 电力负荷控制系统通用技术条件

GB/T 15149—1994 电力系统窄带命令式远方保护设备技术要求及试验方法

GB/T 15149.1—2002 电力系统远方保护设备的性能及试验方法 第1部分：命令系统

GB/T 15149.2—1998 电力系统远方保护设备的性能及试验方法 第2部分：模拟比较系统

GB/T 15153.1—1998 远动设备及系统 第2部分：工作条件 第1篇：电源和电磁兼容性

GB/T 15153.2—2000 远动设备及系统 第2部分：工作条件 第2篇 环境条件（气候、机械和其他非电影响因素）

GB/T 16434—1996 高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准

GB/T 16435.1—1996 远动设备及系统接口（电气特性）

GB/T 16436.1—1996 远动设备及系统 第1部分：总则 第2篇：制定规范的导则

GB/T 16499—1996 编制电气安全标准的导则

GB/T 16896.1—2005 高电压冲击测量仪器和软件 第1部分：对仪器的要求

GB/T 16927.1—1997 高电压试验技术 第一部分：一般试验要求

GB/T 16927.2—1997 高电压试验技术 第二部分：测量系统

GB/T 16934—1997 电能计量柜

GB/T 17214.3—2000 工业过程测量和控制的工作条件 第3部分：机械影响

- GB/T 17463—1998 远动设备及系统 第4部分：性能要求
- GB/T 17623—1998 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法
- GB/T 17624.1—1998 电磁兼容 综述 电磁兼容基本术语和定义的应用与解释
- GB 17625.1—2003 电磁兼容 限值 谐波电流发射限值（设备每相输入电流 $\leq 16\text{A}$ ）
- GB/Z 17625.3—2000 电磁兼容 限值 对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制
- GB/Z 17625.4—2000 电磁兼容 限值 中、高压电力系统中畸变负荷发射限值得评估
- GB/Z 17625.5—2000 电磁兼容 限值 中、高压电力系统中波动负荷发射限值的评估
- GB/Z 17625.6—2003 电磁兼容 限值 对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生的谐波电流的限制
- GB/T 17626.4—1998 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
- GB/T 17626.7—1998 电磁兼容 试验和测量技术 供电系统及所连设备谐波、谐间波的测量和测量仪器导则
- GB/T 17626.8—1998 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验
- GB/T 17626.9—1998 电磁兼容 试验和测量技术 脉冲磁场抗扰度试验
- GB/T 17626.10—1998 电磁兼容 试验和测量技术 阻尼振荡磁场抗扰度试验
- GB/T 17626.14—2005 电磁兼容 试验和测量技术 电压波动抗扰度试验
- GB/T 17626.17—2005 电磁兼容 试验和测量技术 直流电源输入端口纹波抗扰度试验
- GB/T 17627.1—1998 低压电气设备的高电压试验技术 第一部分：定义和试验要求
- GB/T 17627.2—1998 低压电气设备的高电压试验技术 第二部分：测量系统和试验设备
- GB/T 17799.2—2003 电磁兼容 通用标准 工业环境中的抗扰度试验
- GB/T 17948.1—2000 旋转电机绝缘结构功能性评定 散绕组试验规程与分级热评定
- GB/Z 18039.1—2000 电磁兼容 环境 电磁环境的分类
- GB/Z 18039.2—2000 电磁兼容 环境 工业设备电源低频传导骚扰发射水平的评估
- GB/T 18039.3—2003 电磁兼容 环境 公用低压供电系统低频传导骚扰及信号传输的兼容水平
- GB/T 18039.4—2003 电磁兼容 环境 工厂低频传导骚扰的兼容水平
- GB/Z 18039.5—2003 电磁兼容 环境 公用供电系统低频传导骚扰及信号传输的电磁环境
- GB/Z 18039.6—2005 电磁兼容 环境 各种环境中的低频磁场
- GB 18136—2000 高压静电防护服装及试验方法
- GB 18269—2000 交流1kV、直流1.5kV及以下电压带电作业用绝缘手工工具
- GB/T 18481—2001 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
- GB/T 18657.1—2002 远动设备及系统 第5部分：传输规约 第1篇：传输帧格式
- GB/T 18657.2—2002 远动设备及系统 第5部分：传输规约 第2篇：链路传输规则
- GB/T 18657.3—2002 远动设备及系统 第5部分：传输规约 第3篇：应用数据的一般结构
- GB/T 18657.4—2002 远动设备及系统 第5部分：传输规约 第4篇：应用信息元素的定义和编码
- GB/T 18657.5—2002 远动设备及系统 第5部分：传输规约 第5篇：基本应用功能
- GB/T 18700.1—2002 远动设备和系统 第6部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议第503篇：TASE.2服务协议
- GB/T 18700.2—2002 远动设备和系统 第6部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议第802篇：TASE.2对象模型
- GB/Z 18700.3—2002 远动设备及系统 第6-602部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议TASE传输协议子集
- GB/T 18700.4—2002 远动设备及系统 第6-702部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议在端系统中提供TASE.2应用服务的功能协议子集
- GB/Z 18700.5—2003 远动设备及系统 第6-1部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议标准的应用环境和结构
- GB/T 18700.6—2005 远动设备和系统 第6-2部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议OSI至4层基本标准的使用
- GB/Z 18700.7—2005 远动设备和系统 第6-505部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议TASE.2用户指南
- GB/T 18700.8—2005 远动设备和系统 第6-601部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议 在通过永久接入分组交换数据网连接的端系统中提供基于连接传输服务的功能协议集
- GB 50062—1992 电力装置的继电保护和自动装置设计规范
- GB 50150—1991 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- GB 50168—1992 电力装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
- GB 50169—1992 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
- GB 50170—1992 电气装置安装工程 旋转电机施工及验收规范
- GB 50171—1992 电气装置安装工程 盘、柜及二次回路结线施工及验收规范
- GB 50172—1992 电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范
- GB 50173—1992 电气装置安装工程 35kV及以下架空电力线路施工及验收规范
- GB 50194—1993 建设工程施工现场供用电安全规范
- GB 50217—1994 电力工程电缆设计规范
- GB 50227—1995 并联电容器装置设计规范
- GB 50254—1996 电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范

- GB 50255—1996 电气装置安装工程 电力变流设备施工及验收规范
- GB 50256—1996 电气装置安装工程 起重机电气装置施工及验收规范
- GB 50257—1996 电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范
- GB 50258—1996 电气装置安装工程 1kV 及以下配线工程施工及规范
- GB 50259—1996 电气装置安装工程电气照明装置施工及评定规范
- GB 50260—1996 电力设施抗震设计规范
- GB 50303—2002 建筑电气工程施工质量评定标准
- GB 50310—2002 电梯工程施工及评定规范
- GB 50353—2002 建筑电气工程施工及评定规范

2.2 有关水电的行业标准

2.2.1 电力行业

2.2.1.1 综合基础类

- DL/T 418—1991 绝缘液体雷电冲击击穿电压测定法
- DL/T 419—1991 电力用油名词术语
- DL/T 420—1991 电气绝缘液体的折射率和比色散试验方法
- DL/T 421—1991 绝缘油体积电阻率测定法
- DL/T 423—1991 绝缘油中含气量的测定——真空差压法
- DL/T 429.1—1991 电力系统油质试验方法——透明度测定法
- DL/T 429.2—1991 电力系统油质试验方法——颜色测定法
- DL/T 429.3—1991 电力系统油质试验方法——水溶性酸测定法（酸度计法）
- DL/T 429.4—1991 电力系统油质试验方法——水溶性酸定量测定法
- DL/T 429.5—1991 电力系统油质试验方法——挥发性水溶性酸测定法
- DL/T 429.6—1991 电力系统油质试验方法——运行油开口杯老化测定法
- DL/T 429.7—1991 电力系统油质试验方法——油泥析出测定法
- DL/T 429.9—1991 电力系统油质试验方法——绝缘油介电强度测定法
- DL/T 430—1992 油中微量铜的测定方法（锌试剂分光光度法）
- DL/T 454—2005 水利电力建设用起重机检验规程
- DL/T 473—1992 大直径三通锻件技术条件
- DL/T 485—1999 电力企业标准体系表编制导则
- DL/T 511—1993 电站设备备品配件分类与编码导则
- DL/T 518.1—1993 电力生产人身事故分类与代码
- DL/T 518.2—1993 电力生产人身事故原因分类与代码
- DL/T 518.3—1993 电力生产人身事故触电分类与代码
- DL/T 518.4—1993 电力生产设备事故性质分类与代码
- DL/T 518.5—1993 特大和重大设备事故分类与代码
- DL/T 521—2004 真空净油机验收及使用维护导则

- DL/T 586—1995 电力设备用户监造技术导则
- DL/T 588—1996 水质污染指数测定方法
- DL/T 600—2001 电力行业标准编写基本规定
- DL/T 633—1997 农电事故调查统计规程
- DL/T 669—1999 室外高温作业分级
- DL/T 675—1999 电力工业无损检测人员资格考核规则
- DL/T 700.2—1999 电力物资编码 第2部分：机电产品
- DL/T 700.3—1999 电力物资编码 第3部分：备品配件
- DL/T 702—1999 矿物绝缘油中糠醛含量测定方法（分光光度法）
- DL/T 703—1999 绝缘油中含气量的气相色谱测定法
- DL/T 704—1999 变压器油、汽轮机油中 T501 抗氧化剂含量测定法（液相色谱法）
- DL/T 793—2001 发电设备可靠性评价规程
- DL/T 799.1—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第1部分：总则
- DL/T 799.2—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第2部分：生产性粉尘监测
- DL/T 799.3—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第3部分：生产性噪声监测
- DL/T 799.4—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第4部分：生产性毒物监测
- DL/T 799.5—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第5部分：高温作业监测
- DL/T 799.6—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第6部分：微波辐射监测
- DL/T 799.7—2002 电力行业劳动环境监测技术规范 第7部分：极低频电磁场监测
- DL/T 800—2001 电力企业标准编制规则
- DL/T 816—2003 电力工业焊接操作技能教师资格考核规则
- DL/T 861—2004 电力可靠性基本名词术语
- DL/T 931—2005 电力行业理化检验人员资格考核规则
- DL/T 935—2005 钢塑复合管和管件
- DL/T 950—2005 电厂标识系统设计导则
- DL/T 961—2005 电网调度规范用语
- DL/T 5015—1996 水利水电工程动能设计规范
- DL 5020—1993 水利水电工程可行性研究报告编制规程
- DL 5021—1993 水利水电工程初步设计报告编制规程
- DL/T 5026—1993 电力工程计算机辅助设计技术规定
- DL 5027—1993 电力设备典型消防规程
- DL 5028—1993 电力工程制图标准
- DL/T 5031—1994 电力建设施工及验收技术规范（管道篇）
- DL/T 5042—1995 河流水电规划编制规范
- DL/T 5051—1996 水利水电工程水情自动测报系统设计规定
- DL 5061—1996 水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范
- DL/T 5064—1996 水电工程水库淹没处理规划设计规范

- DL/T 5088—1999 水电水利工程工程量计算规定
DL/T 5089—1999 水电水利工程泥沙设计规范
DL/T 5105—1999 水电工程水利计算规范
DL/T 5123—2000 水电站基本建设工程验收规程
DL/T 5124—2001 水电水利工程施工压缩空气、供水、供电系统设计导则
DL/T 5127—2001 水力发电工程 CAD 制图技术规定
DL/T 5118—2000 农村电力网规划设计导则
DL/T 5119—2000 农村小型化无人值班变电所设计规程
DL/T 5131—2001 农村电网建设与改造技术导则
DL/T 5143—2002 变电所给水排水设计规程
DL/T 5156.1—2002 电力工程勘测制图 第1部分：测量
DL/T 5156.2—2002 电力工程勘测制图 第2部分：岩土工程
DL/T 5156.3—2002 电力工程勘测制图 第3部分：水文气象
DL/T 5156.4—2002 电力工程勘测制图 第4部分：水文地质
DL/T 5156.5—2002 电力工程勘测制图 第5部分：物探
DL/T 5158—2002 电力工程气象勘测技术规程
DL/T 5159—2002 电力工程物探技术规程
DL/T 5162—2002 水电水利工程施工安全防护设施技术规范
DL/T 5165—2002 水力发电厂厂房采暖通风与空气调节设计规程
DL/T 5172—2003 抽水蓄能电站选点规划编制规范
DL/T 5173—2003 水电水利工程施工测量规范
DL/T 5178—2003 混凝土坝安全监测技术规范
DL/T 5180—2003 水电枢纽工程等级划分及设计安全标准
DL/T 5185—2004 水电水利工程地质测绘规程
DL/T 5186—2004 水力发电厂机电设计规范
DL/T 5192—2004 水电水利工程施工总布置设计导则
DL/T 5194—2004 水电水利工程地质勘察水质分析规程
DL/T 5206—2005 水电工程预可行性研究报告编制规程
DL/T 5208—2005 抽水蓄能电站设计导则
DL/T 5211—2005 大坝安全监测自动化技术规范
DL/T 5212—2005 水电工程招标设计报告编制规程
DL/T 5209—2005 混凝土坝安全监测资料整编规程
DL/T 5229—2005 电力工程竣工图文件编制规定
- 2.2.1.2 水工建材类**
DL/T 456—2005 混凝土搅拌楼用搅拌机
DL/T 944—2005 混凝土泵技术条件
DL/T 945—2005 周期式混凝土搅拌楼
DL/T 946—2005 水利电力建设用起重机
DL/T 947—2005 土石坝监测仪器系列型谱
DL/T 948—2005 混凝土坝监测仪器系列型谱
DL/T 949—2005 水工建筑物塑性嵌缝密封材料技术标准
DL 5006—1992 水利水电工程岩石试验规程（补充部分）
- DL/T 5010—2005 水电水利工程物探规程
DL/T 5013—2005 水电水利工程钻探规程
DL/T 5016—1999 混凝土面板堆石坝设计规范
DL/T 5030—1996 薄壁离心钢管混凝土结构技术规程
DL/T 5050—2000 水利水电工程坑探规程
DL/T 5055—1996 水工混凝土掺用粉煤灰技术规程
DL/T 5056—1996 变电所总布置设计技术规程
DL/T 5057—1996 水工混凝土结构设计规范
DL/T 5058—1996 水电站调压室设计规范
DL 5073—2000 水工建筑物抗震设计规范
DL 5077—1997 水工建筑物荷载设计规范
DL/T 5079—1997 水电站引水渠道及前池设计规范
DL/T 5082—1998 水工建筑物抗冰冻设计规范
DL/T 5083—2004 水电水利工程预应力锚索施工规范
DL/T 5085—1999 钢—混凝土组合结构设计规程
DL/T 5086—1999 水电水利工程混凝土生产系统设计导则
DL/T 5087—1999 水电水利工程围堰设计导则
DL/T 5098—1999 水电水利工程砂石加工系统设计导则
DL/T 5099—1999 水工建筑物地下开挖工程施工技术规范
DL/T 5100—1999 水工混凝土外加剂技术规程
DL/T 5102—1999 土工离心模型试验规程
DL/T 5107—1999 水电水利工程沉沙池设计规范
DL 5108—1999 混凝土重力坝设计规范
DL/T 5109—1999 水电水利工程施工地质规程
DL/T 5110—2000 水电水利工程模板施工规范
DL/T 5111—2000 水电水利工程施工监理规范
DL/T 5112—2000 水工碾压混凝土施工规范
DL/T 5113.1—2005 水电水利基本建设工程单元工程质量等级评定标准 第1部分：土建工程
DL/T 5113.8—2000 水电水利基本建设工程单元工程质量等级评定标准 第8部分：水工碾压混凝土工程
DL/T 5114—2000 水电水利工程 施工导流设计导则
DL/T 5115—2000 混凝土面板堆石坝接缝止水技术规范
DL/T 5116—2000 水电水利工程 碾压式土石坝施工组织设计导则
DL/T 5117—2000 水下不分散混凝土试验规程
DL/T 5125—2001 水电水利岩土工程施工及岩体测试造孔规程
DL/T 5126—2001 聚合物改性水泥砂浆试验规程
DL/T 5128—2001 混凝土面板堆石坝施工规范
DL/T 5129—2001 碾压式土石坝施工规范
DL/T 5133—2001 水电水利工程施工机械选择设计导则
DL/T 5134—2001 水电水利工程施工交通设计导则
DL/T 5135—2001 水电水利工程爆破施工技术规范
DL/T 5144—2001 水工混凝土施工规范
DL/T 5148—2001 水工建筑物水泥灌浆施工技术规范
DL/T 5150—2001 水工混凝土试验规程
DL/T 5151—2001 水工混凝土砂石骨料试验规程
DL/T 5152—2001 水工混凝土水质分析试验规程
DL/T 5166—2002 溢洪道设计规范
DL/T 5169—2002 水工混凝土钢筋施工规范

DL/T 5170—2002 变电所岩土工程勘测技术规程
 DL/T 5176—2003 水电工程预应力锚固设计规范
 DL/T 5179—2003 水电水利工程混凝土预热系统设计
 导则
 DL/T 5181—2003 水电水利工程锚喷支护施工规范
 DL/T 5193—2004 环氧树脂砂浆技术规程
 DL/T 5195—2004 水工隧洞设计规范
 DL/T 5198—2004 水电水利工程岩壁梁施工规程
 DL/T 5199—2004 水电水利工程混凝土防渗墙施工
 规范
 DL/T 5200—2004 水电水利工程高压喷射灌浆技术
 规范
 DL/T 5201—2004 水电水利工程地下工程施工组织设
 计导则
 DL/T 5207—2005 水工建筑物抗冲磨防空蚀混凝土技
 术规范
 DL/T 5213—2005 水电水利工程钻孔抽水试验规程
 DL/T 5214—2005 水电水利工程振冲法地基处理技术
 规范
 DL/T 5215—2005 水工建筑物止水带技术规范
 DL/T 5330—2005 水工混凝土配合比设计规程
 DL/T 5331—2005 水电水利工程钻孔压水试验规程
 DL/T 5332—2005 水工混凝土断裂试验规程
 DL/T 5333—2005 水电水利工程爆破安全监测规程

2.2.1.3 金属结构类
 DL/T 541—1994 钢熔化焊角焊缝射线照相方法和质
 量分级
 DL/T 542—1994 钢熔化焊 T 形接头角焊缝超声波检
 验方法和质量分级
 DL/T 678—1999 电站钢结构焊接通用技术条件
 DL/T 679—1999 焊工技术考核规程
 DL/T 695—1999 电站钢制对焊管件
 DL/T 709—1999 压力钢管安全检测技术规程
 DL/T 786—2001 碳钢石墨化检验及评级标准
 DL/T 818—2002 低合金耐热钢碳化物相分析技术
 导则
 DL/T 835—2003 水工钢闸门和启闭机安全检测技术
 规程
 DL/T 868—2004 焊接工艺评定规程
 DL/T 896—2004 QPKY 型水工平面快速闸门液压启
 闭机基本参数
 DL/T 897—2004 QPPY I、II 型水工平面闸门液压启
 闭机基本参数
 DL/T 898—2004 QP 型卷扬式启闭机系列参数
 DL/T 990—2005 双吊点弧形闸门后拉式液压启闭机
 (液压缸) 系列参数
 DL 5017—1993 压力钢管制造安装及验收规范
 DL/T 5018—2004 水电水利工程钢闸门制造安装及验
 收规范
 DL/T 5019—1994 水利水电工程启闭机制造、安装及
 验收规范
 DL/T 5039—1995 水利水电工程钢闸门设计规范
 DL/T 5141—2001 水电站压力钢管设计规范
 DL/T 5167—2002 水电水利工程启闭机设计规范

2.2.1.4 水力机械类
 DL/T 443—1991 水轮发电机组设备出厂检验一般

规定
 DL/T 444—1991 反击式水轮机气蚀损坏评定标准
 DL/T 445—2002 大中型水轮机选用导则
 DL/T 446—1991 水轮机模型验收试验规程
 DL/T 492—1992 发电机定子绕组环氧粉云母绝缘老
 化鉴定导则
 DL/T 496—2001 水轮机电液调节系统及装置调整试
 验导则
 DL/T 507—2002 水轮发电机组启动试验规程
 DL/T 515—2004 电站弯管
 DL/T 556—1994 水轮发电机组振动监测装置设置
 导则
 DL/T 563—2004 水轮机电液调节系统及装置技术
 规程
 DL/T 563—1995 水轮机电液调节系统及装置基本技
 术规程
 DL/T 619—1997 水电厂机组自动化元件及其系统运
 行维护与检修试验规程
 DL/T 622—1997 立式水轮发电机弹性金属塑料推力
 轴瓦技术条件
 DL/T 641—2005 电站阀门电动执行机构
 DL/T 710—1999 水轮机运行规程
 DL/T 730—2000 进口水轮发电机(发电/电动机) 设
 备技术规范
 DL/T 746—2001 电站蝶阀选用导则
 DL/T 751—2001 水轮发电机运行规程
 DL/T 792—2001 水轮机调速器及油压装置运行规程
 DL/T 801—2002 大型发电机内冷却水质及系统技术
 要求
 DL/T 817—2002 立式水轮发电机检修技术规程
 DL/T 820—2002 管道焊接接头超声波检验技术规程
 DL/T 827—2002 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验
 规程
 DL/T 5036—1994 转桨式转轮组装与试验工艺导则
 DL/T 5037—1994 轴流式水轮机埋件安装工艺导则
 DL/T 5038—1994 灯泡贯流式水轮发电机组安装工艺
 导则
 DL/T 5066—1996 水力发电厂水力机械辅助设备系统
 设计技术规定
 DL/T 5070—1997 水轮机金属蜗壳安装焊接工艺导则
 DL/T 5071—1997 混流式水轮机分瓣转轮组装焊接工
 艺导则
 DL/T 5113.11—2005 水电水利基本建设工程单元工
 程质量等级评定标准 第 11 部分: 灯泡贯流式水轮发电
 机组安装工程

2.2.1.5 电气类
 DL/T 401—2002 高压电缆选用导则
 DL/T 402—1999 交流高压断路器订货技术条件
 DL/T 403—2000 12kV~40.5kV 高压真空断路器订
 货技术条件
 DL/T 404—1997 户内交流高压开关柜订货技术条件
 DL/T 405—1996 进口 252(245)~550kV 交流高压
 断路器和隔离开关技术规范
 DL/T 406—1991 交流自动分段器订货技术条件
 DL 408—1991 电业安全工作规程(发电厂和变电所
 电气部分)

- DL/T 410—1991 电工测量变送器运行管理规程
- DL/T 411—1991 镶嵌式电力调度模拟屏通用技术条件
- DL/T 412—1991 电力系统复用调制解调器 600bit/s, 移频键控调制解调器技术要求
- DL 413—1991 35kV 及以下电力电缆热缩型附件应用技术条件
- DL 417—1991 电力设备局部放电现场测量导则
- DL 427—1991 户内型发电机断路器订货技术条件
- DL 428—1991 电力系统自动低频减负荷技术规定
- DL/T 436—2005 高压直流架空送电线路技术导则
- DL/T 442—1991 高压并联电容器单台保护用熔断器订货技术条件
- DL/T 448—2000 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 449—1991 油浸纤维质绝缘材料含水量测定法——萃取法
- DL/T 450—1991 绝缘油中含气量的测试方法——二氧化碳洗脱法
- DL 451—1991 循环式远动规约
- DL 453—1991 高压充油电缆施工工艺规程
- DL/T 459—2000 电力系统直流电源柜订货技术条件
- DL/T 460—2005 交流电能表检验装置检定规程
- DL/T 462—1992 高压并联电容器用串联电抗器订货技术条件
- DL/T 474.1—1992 现场绝缘试验实施导则 绝缘电阻、吸收比和极化指数试验
- DL/T 474.2—1992 现场绝缘试验实施导则 直流高电压试验
- DL/T 474.3—1992 现场绝缘试验导则 介电损耗因数 $\tan\delta$ 试验
- DL/T 474.4—1992 现场试验导则 交流耐压试验
- DL/T 474.5—1992 现场绝缘试验实施导则 避雷器试验
- DL/T 475—1992 接地装置工频特性参数的测量导则
- DL 476—1992 电力系统实时数据通信应用层协议
- DL 477—2001 农村低压电气安全工作规程
- DL/T 478—2001 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
- DL/T 479—1992 静态距离保护装置技术条件
- DL/T 480—1992 静态电流相位比较式纵联保护装置技术条件 (继电部分)
- DL/T 481—1992 静态方向比较式纵联保护装置技术条件
- DL/T 482—1992 静态零序电流方向保护装置技术条件
- DL/T 483—1992 静态重合闸装置技术条件
- DL/T 486—2000 交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件
- DL/T 487—2000 330kV 及 500kV 交流架空送电线路绝缘子串的分布电压
- DL 489—1992 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置试验规程
- DL 490—1992 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置安装、验收规程
- DL/T 491—1999 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置运行、检修规程
- DL 493—2001 农村安全用电规程
- DL 497—1992 电力系统自动低频减负荷工作管理规程
- DL/T 499—2001 农村低压电力技术规程
- DL/T 500—1992 电压监测仪订货技术条件
- DL/T 506—1992 六氟化硫气体绝缘设备中水分含量现场测量方法
- DL 508—1993 交流 (110~330) kV 自容式充油电缆及其附件订货技术规范
- DL 509—1993 交流 110kV 交联聚乙烯绝缘电缆及其附件订货技术规范
- DL 516—1993 电网调度自动化系统运行管理规程
- DL/T 524—2002 继电保护专用电力线载波收发信机技术条件
- DL/T 525—1993 数字型频率继电器及低频自动减负荷装置技术条件
- DL/T 526—2002 静态备用电源自动投入装置技术条件
- DL/T 527—2002 静态继电保护装置逆变电源技术条件
- DL/T 532—1993 无线电负荷控制单向终端技术条件
- DL/T 533—1993 无线电负荷控制双向终端技术条件
- DL/T 535—1993 电力负荷控制系统数据传输规约
- DL/T 536—1993 耦合电容器及电容分压器订货技术条件
- DL/T 537—2002 高压/低压预装箱式变电站选用导则
- DL/T 539—1993 户内交流高压开关柜和元部件凝露及污秽试验技术条件
- DL/T 544—1994 电力系统通信管理规程
- DL/T 545—1994 电力系统微波通信运行管理规程
- DL/T 546—1994 电力系统载波通信运行管理规程
- DL/T 547—1994 电力系统光纤通信运行管理规定
- DL 548—1994 电力系统通信站防雷运行管理规程
- DL/T 549—1994 电能计量柜基本试验方法
- DL/T 553—1994 (220~500) kV 电力系统故障动态记录技术准则
- DL/T 555—2004 气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则
- DL/T 557—2005 高压线路绝缘子空气中冲击击穿试验—定义、试验方法和判据
- DL/T 559—1994 (220~500) kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL 560—1995 电业安全工作规程 (高压试验室部分)
- DL/T 562—1995 高海拔污秽地区悬式绝缘子串片数选用导则
- DL/T 564—1995 音频负荷控制接收机
- DL/T 566—1995 电压失压计时器技术条件
- DL/T 572—1995 电力变压器运行规程
- DL/T 573—1995 电力变压器检修导则
- DL/T 574—1995 有载分接开关运行维修导则
- DL/T 575.1—1999 控制中心人机工程设计导则 第1部分: 术语及定义
- DL/T 575.2—1999 控制中心人机工程设计导则 第2部分: 视野与视区划分
- DL/T 575.3—1999 控制中心人机工程设计导则 第3部分: 手可及范围与操作区划分

- DL/T 575.4—1999 控制中心人机工程设计导则 第4部分:受限空间尺寸
- DL/T 575.5—1999 控制中心人机工程设计导则 第5部分:控制中心设计原则
- DL/T 575.6—1999 控制中心人机工程设计导则 第6部分:控制中心总体布局原则
- DL/T 575.7—1999 控制中心人机工程设计导则 第7部分:控制室的布局
- DL/T 575.8—1999 控制中心人机工程设计导则 第8部分:工作站的布局和尺寸
- DL/T 575.9—1999 控制中心人机工程设计导则 第9部分:显示器、控制器及相互作用
- DL/T 575.10—1999 控制中心人机工程设计导则 第10部分:环境要求原则
- DL/T 575.11—1999 控制中心人机工程设计导则 第11部分:控制室的评价原则
- DL/T 575.12—1999 控制中心人机工程设计导则 第12部分:视觉显示终端(VDT)工作站
- DL/T 578—1995 水电厂计算机监控系统基本技术条件
- DL/T 579—1995 开关设备用接线座订货技术条件
- DL/T 580—1995 用露点法测定变压器绝缘纸中平均含水量的方法
- DL/T 583—1995 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件
- DL/T 584—1995 (3~110) kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 585—1995 电子式标准电能表技术条件
- DL/T 587—1996 微机继电保护装置运行管理规程
- DL/T 593—1996 高压开关设备的共用订货技术导则
- DL/T 595—1996 六氟化硫电气设备气体监督导则
- DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程
- DL/T 597—1996 低压无功补偿控制器订货技术条件
- DL/T 598—1996 电力系统通信自动交换网技术规范
- DL/T 601—1996 架空绝缘配电线路设计技术规程
- DL/T 603—1996 气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程
- DL/T 604—1996 高压并联电容器装置订货技术条件
- DL/T 605—1996 高压直流换流站绝缘配合导则
- DL/T 613—1997 进口交流无间隙金属氧化物避雷器技术规范
- DL/T 614—1997 多功能电能表
- DL/T 615—1997 交流高压断路器参数选用导则
- DL/T 617—1997 气体绝缘金属封闭开关设备技术条件
- DL/T 618—1997 气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程
- DL/T 620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
- DL/T 621—1997 交流电气装置的接地
- DL/T 623—1997 电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程
- DL/T 624—1997 微机保护微机型试验装置技术条件
- DL/T 626—2005 劣化盘形悬式绝缘子检测规程
- DL/T 627—2004 绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料
- DL/T 628—1997 集合式高压并联电容器订货技术条件
- DL/T 629—1997 电力线载波结合设备分频滤波器
- DL/T 630—1997 交流采样远动终端技术条件
- DL/T 631—1997 模拟屏驱动器通用技术条件
- DL/T 632—1997 模拟屏数字显示器通用技术条件
- DL/Z 634.11—2005 远动设备及系统 第1—1部分:总则 基本原则
- DL/Z 634.14—2005 远动设备及系统 第1—4部分:远动数据传输的基本方面及 IEC 60870-5 与 IEC 60870-6 标准的结构
- DL/Z 634.15—2005 远动设备及系统 第1—5部分:总则 带扰码的调制解调器传输过程对使用 IEC 60875-5 规约的传输系统的数据完整性的影响
- DL/Z 634.56—2004 远动设备及系统 第5—6部分:IEC 60870-5 规约系列测试规则
- DL/T 634.5101—2002 远动设备及系统 第5—101部分:传输规约基本远动任务配套标准
- DL/T 634.5104—2002 远动设备及系统 第5—104部分:传输规约采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问
- DL/T 635—1997 县级电网调度自动化功能规范
- DL/T 637—1997 阀控式密封铅酸蓄电池订货技术条件
- DL/T 639—1997 六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护细则
- DL/T 640—1997 户外交流高压跌落式熔断器及熔断件订货技术条件
- DL/T 645—1997 多功能电能表通信规约
- DL/T 646—1998 输电线路钢管杆制造技术条件
- DL/T 653—1998 高压并联电容器用放电线圈订货技术条件
- DL/T 662—1999 六氟化硫气体回收装置技术条件
- DL/T 663—1999 (220~500) kV 电力系统故障动态记录装置检测要求
- DL/T 664—1999 带电设备红外诊断技术应用导则
- DL/T 667—1999 远动设备及系统 第5部分:传输规约 第103篇:继电保护设备信息接口配套标准
- DL/T 668—1999 测量用互感器检验装置
- DL/T 670—1999 微机母线保护装置通用技术条件
- DL/T 671—1999 微机发电机变压器组保护装置通用技术条件
- DL/T 672—1999 变电所电压无功调节控制装置订货技术条件
- DL/T 676—1999 带电作业绝缘鞋(靴)通用技术条件
- DL/T 682—1999 母线金具用沉头螺钉
- DL/T 683—1999 电力金具 产品型号命名方法
- DL/T 684—1999 大型发电机变压器继电保护整定计算导则
- DL/T 685—1999 放线滑轮基本要求、检验规定及测试方法
- DL/T 687—1999 微机型防止电气误操作装置通用技术条件
- DL/T 688—1999 电力系统远方跳闸信号传输装置
- DL/T 689—1999 液压压接机

- DL/T 690—1999 交流高压断路器合成试验技术条件
- DL/T 691—1999 高压架空送电线路无线电干扰计算方法
- DL/T 692—1999 电力工业紧急救护工作规范
- DL/T 696—1999 软母线固定金具
- DL/T 697—1999 硬母线固定金具
- DL/Z 713—2000 500kV 变电所保护和控制系统抗干扰度要求
- DL/T 719—2000 远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 102 篇 电力系统电能累计量传输配套标准
- DL/T 720—2000 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件
- DL/T 721—2000 配电网自动化系统远方终端
- DL/T 722—2000 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- DL/T 723—2000 电力系统安全稳定控制技术导则
- DL/T 724—2000 电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程
- DL/T 725—2000 电力用电流互感器订货技术条件
- DL/T 726—2000 电力用电压互感器订货技术条件
- DL/T 727—2000 互感器运行检修导则
- DL/T 728—2000 气体绝缘金属封闭开关设备订货技术导则
- DL/T 729—2000 户内绝缘子运行条件 电气部分
- DL/T 731—2000 电能表测量用误差计算器
- DL/T 732—2000 电能表测量用光电采样器
- DL/T 736—2000 剩余电流动作保护器农村安装运行规程
- DL/T 737—2000 农网无人值班变电所运行管理规定
- DL/T 738—2000 农村电网节电技术规程
- DL/T 739—2000 LW-10 型六氟化硫断路器检修工艺规程
- DL 740—2000 电容型验电器
- DL/T 743—2001 电能量远方终端
- DL/T 744—2001 微机型电动机保护装置通用技术条件
- DL/T 745—2001 复用型单边带电力线载波机远动信号接口
- DL/T 754—2001 铝母线焊接技术规程
- DL 755—2001 电力系统安全稳定导则
- DL/T 760.3—2001 均压环、屏蔽环和均压屏蔽环
- DL/T 765.1—2001 架空配电线路金具技术条件
- DL/T 766—2003 光纤复合架空地线 (OPGW) 用预绞式金具技术条件和试验方法
- DL/T 767—2003 全介质自承式光缆 (ADSS) 用预绞式金具技术条件和试验方法
- DL/T 770—2001 微机变压器保护装置通用技术条件
- DL/T 780—2001 配电系统 中性点接地电阻器
- DL/T 781—2001 电力用高频开关整流模块
- DL/T 782—2001 110kV 及以上送变电工程启动及竣工验收规程
- DL/T 788—2001 全介质自承式光缆
- DL/T 789—2001 县级电网调度自动化系统实用化要求及验收
- DL/Z 790.11—2001 采用配电线载波的配电自动化 第 1 部分: 总则第 1 篇: 配电自动化系统的体系结构
- DL/Z 790.12—2001 采用配电线载波的配电自动化 第 1 部分: 总则第 2 篇: 制定规范的导则
- DL/Z 790.14—2002 采用配电线载波的配电自动化 第 1—4 部分: 总则中低压配电线载波传输参数
- DL/T 790.31—2001 采用配电线载波的配电自动化 第 3 部分: 配电线载波信号传输要求 第 1 篇: 频带和输出电平
- DL/T 790.321—2002 采用配电线载波的配电自动化 第 3—21 部分: 配电线载波信号传输要求中压绝缘电容型相结合设备
- DL/T 790.322—2002 采用配电线载波的配电自动化 第 3—22 部分: 配电线载波信号传输要求中压相地和注入式屏蔽地结合设备
- DL/T 790.41—2002 采用配电线载波的配电自动化 第 4 部分: 数据通信协议 第 1 篇: 通信系统参考模型
- DL/T 790.432—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 4—32 部分: 数据通信协议 数据链路层—逻辑链路控制
- DL/T 790.433—2005 采用配电线载波的配电自动化 第 4—33 部分: 数据通信协议 数据链路层 面向连接的协议
- DL/T 790.441—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 4—41 部分: 数据通信协议 应用层协议—配电线报文规范
- DL/T 790.442—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 4—42 部分: 数据通信协议 应用协议 应用层
- DL/T 790.51—2002 采用配电线载波的配电自动化 第 5 部分: 低层协议集 第 1 篇: 扩频型移频键控 (S-FSK) 协议
- DL/Z 790.52—2005 采用配电线载波的配电自动化 第 5—2 部分: 低层协议集 移频键控 (FSK) 协议
- DL/Z 790.53—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 5—3 部分: 低层协议集 自适应宽带扩频 (SS-AW) 协议
- DL/Z 790.54—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 5—4 部分: 低层协议集 多载波调制 (MCM) 协议
- DL/Z 790.55—2004 采用配电线载波的配电自动化 第 5—5 部分: 低层协议集 快速跳频扩频通信 (SS-FFH) 协议
- DL/T 791—2001 户内交流充气式开关柜选用导则
- DL/T 795—2001 电力系统数字调度交换机
- DL/T 798—2002 电力系统卫星通信运行管理规程
- DL/T 802—2002 玻璃纤维增强塑料电缆导管
- DL/T 804—2002 交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则
- DL/T 810—2002 $\pm 500\text{kV}$ 直流棒形悬式复合绝缘子技术条件
- DL/T 811—2002 进口 110kV~500kV 棒式支柱绝缘子技术规范
- DL/T 812—2002 标称电压高于 1000V 架空线路绝缘子串工频电弧试验方法
- DL/T 813—2002 12kV 高压交流自动重合器技术条件
- DL/T 814—2002 配电自动化系统功能规范
- DL/T 815—2002 交流输电线路用复合外套金属氧化物避雷器
- DL/T 822—2002 水电厂计算机监控系统试验验收规程

- DL/T 823—2002 微机型反时限电流保护通用技术条件
- DL/T 825—2002 电能计量装置安装接线规则
- DL/T 826—2002 交流电能表现场测试仪
- DL/T 828—2002 单相交流感应式长寿命技术电能表使用导则
- DL/T 829—2002 单相交流感应式有功电能表使用导则
- DL/T 830—2002 静止式单相交流有功电能表使用导则
- DL/T 832—2003 光纤复合架空地线
- DL/T 836—2003 供电系统用户供电可靠性评价规程
- DL/T 837—2003 输变电设施可靠性评价规程
- DL/T 840—2003 高压并联电容器使用技术条件
- DL/T 841—2003 高压并联电容器用阻尼式限流器使用技术条件
- DL/T 842—2003 低压并联电容器装置使用技术条件
- DL/T 845.1—2004 电阻测量装置通用技术条件 第1部分：电子式绝缘电阻表
- DL/T 845.2—2004 电阻测量装置通用技术条件 第2部分：工频接地电阻测试仪
- DL/T 845.3—2004 电阻测量装置通用技术条件 第3部分：直流电阻测试仪
- DL/T 845.4—2004 电阻测量装置通用技术条件 第4部分：回路电阻测试仪
- DL/T 846.1—2004 高电压测试设备通用技术条件 第1部分：高电压分压器测量系统
- DL/T 846.2—2004 高电压测试设备通用技术条件 第2部分：冲击电压测量系统
- DL/T 846.3—2004 高电压测试设备通用技术条件 第3部分：高压开关综合测试仪
- DL/T 846.4—2004 高电压测试设备通用技术条件 第4部分：局部放电测量仪
- DL/T 846.5—2004 高电压测试设备通用技术条件 第5部分：六氟化硫微量水分仪
- DL/T 846.6—2004 高电压测试设备通用技术条件 第6部分：六氟化硫气体检漏仪
- DL/T 846.7—2004 高电压测试设备通用技术条件 第7部分：绝缘油介电强度测试仪
- DL/T 846.8—2004 高电压测试设备通用技术条件 第8部分：有载分接开关测试仪
- DL/T 846.9—2004 高电压测试设备通用技术条件 第9部分：真空开关真空度测试仪
- DL/T 848.1—2004 高压试验装置通用技术条件
- DL/T 848.2—2004 高压试验装置通用技术条件 第2部分：工频高压试验装置
- DL/T 848.3—2004 高压试验装置通用技术条件 第3部分：无局放试验变压器
- DL/T 848.4—2004 高压试验装置通用技术条件 第4部分：三倍频试验变压器装置
- DL/T 848.5—2004 高压试验装置通用技术条件 第5部分：冲击电压发生器
- DL/T 849.1—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第1部分：电缆故障闪测仪
- DL/T 849.2—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第2部分：电缆故障定点仪
- DL/T 849.3—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第3部分：电缆路径仪
- DL/T 849.4—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第4部分：超低频高压发生器
- DL/T 849.5—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第5部分：振荡波高压发生器
- DL/T 849.6—2004 电力设备专用测试仪器通用技术条件 第6部分：高压谐振试验装置
- DL/T 856—2004 电力用直流电源监控装置
- DL/T 857—2004 发电厂、变电所蓄电池用整流逆变设备技术条件
- DL/T 859—2004 高压交流系统用复合绝缘子人工污秽试验
- DL/Z 860.1—2004 变电站通信网络和系统 第1部分：概论
- DL/T 860.3—2004 变电站通信网络和系统 第3部分：总体要求
- DL/T 860.4—2004 变电站通信网络和系统 第4部分：系统和项目管理
- DL/T 860.72—2004 变电站通信网络和系统 第7—2部分：变电站和馈线设备的基本通信结构 抽象通信服务接口 (ACSD)
- DL/T 860.73—2004 变电站通信网络和系统 第7—3部分：变电站和馈线设备的基本通信结构 公共数据类
- DL/T 862—2004 水电厂非电量变送器、传感器运行管理与检验规程
- DL/T 864—2004 标称电压高于1000V交流架空线路用复合绝缘子使用导则
- DL/T 865—2004 126kV~550kV电容式瓷套管技术规范
- DL/T 866—2004 电流互感器和电压互感器选择及计算导则
- DL/T 769—2001 电力系统微机继电保护技术导则
- DL/T 871—2004 电力系统继电保护产品动模试验
- DL/T 872—2004 小接地电流系统单相接地保护装置
- DL/T 873—2004 微机型发电机变压器组动态记录装置技术条件
- DL/Z 885—2004 电力系统控制及其通信 解除管制的电力市场通信
- DL/Z 886—2004 750kV电力系统继电保护
- DL/T 887—2004 杆塔工频接地电阻测量
- DL/T 888—2004 电力调度交换机电力DTMF信令规范
- DL/T 890.301—2004 能量管理系统应用程序接口 (EMS-API) 第301部分：公共信息模型 (CIM) 基础
- DL/T 911—2004 电力变压器绕组变形的频率响应分析法
- DL/T 914—2005 六氟化硫气体湿度测定法 (重量法)
- DL/T 915—2005 六氟化硫气体湿度测定法 (电解法)
- DL/T 916—2005 六氟化硫气体酸度测定法
- DL/T 917—2005 六氟化硫气体密度测定法
- DL/T 918—2005 六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法
- DL/T 919—2005 六氟化硫气体中矿物油含量测定法 (红外光谱分析法)
- DL/T 920—2005 六氟化硫气体中空气、四氟化碳的

气相色谱测定法

- DL/T 921—2005 六氟化硫气体毒性生物试验方法
- DL/T 941—2005 运行中变压器用六氟化硫质量标准
- DL/T 962—2005 高压介质损耗测试仪通用技术条件
- DL/T 963—2005 变压比测试仪通用技术条件
- DL/T 967—2005 回路电阻测试仪 直流电阻快速测试

测试仪检定规程

- DL/T 968—2005 高压直流输电工程启动及竣工验收规程

规程

- DL/T 969—2005 变电站运行导则
- DL/T 973—2005 数字高压表检定规程
- DL/T 978—2005 气体绝缘金属封闭输电线路技术条件

条件

- DL/T 979—2005 直流高压高阻箱检定规程
- DL/T 980—2005 数字多用表检定规程
- DL/T 981—2005 电力系统控制及其通信数据和通信安全

安全

- DL/T 984—2005 油浸式变压器绝缘老化判断导则
- DL/T 985—2005 配电变压器能效及经济技术评价导则
- DL/T 987—2005 氧化锌避雷器阻性电流测试仪通用技术条件

技术条件

- DL/T 988—2005 高压交流架空送电线路, 变电站工频电场和磁场测量方法

频电场和磁场测量方法

- DL/T 989—2005 直流输电系统可靠性统计评价规程
- DL/T 5003—2005 电力系统调度自动化设计规程
- DL 5009.3—1997 电力建设安全工作规程 (变电所部分)

分)

- DL 5014—1992 (330~500)kV 变电所无功补偿装置设计技术规定

设计技术规定

- DL/T 5025—2005 电力系统数字微波通信工程设计技术规程

技术规程

- DL/T 5044—2004 电力工程直流系统设计技术规程
- DL/T 5062—1996 微波电路传输继电保护信息设计技术规定

技术规定

- DL/T 5063—1996 送电线路对电信线路干扰影响设计规程

规程

- DL/T 5065—1996 水力发电厂计算机监控系统设计规定

规定

- DL/T 5076—1997 220kV 架空送电线路水文勘测技术规范

规范

- DL/T 5078—1997 农村小型化变电所设计规程
- DL/T 5080—1997 水利水电工程通信设计技术规程
- DL/T 5081—1997 水力发电厂自动化设计技术规范
- DL/T 5090—1999 水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则

设计技术导则

- DL/T 5091—1999 水力发电厂接地设计技术导则
- DL/T 5132—2001 水力发电厂二次接线设计规范
- DL/T 5137—2001 电测量及电能计量装置设计技术规程

规程

- DL/T 5139—2001 水力发电厂气体绝缘金属封闭开关设备配电装置设计规范
- DL/T 5140—2001 水力发电厂照明设计规范
- DL/T 5146—2001 35kV~220kV 架空送电线路测量技术规程

技术规程

- DL/T 5147—2001 电力系统安全自动装置设计技术

规定

规定

- DL/T 5149—2001 220kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程

系统设计技术规程

- DL/T 5155—2002 220kV~500kV 变电所所用电设计技术规程

技术规程

- DL/T 5157—2002 电力系统调度通信交换网设计技术规程

规程

- DL/T 5161.1—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 1 部分: 通则

评定规程

- DL/T 5161.2—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 2 部分: 高压电器施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.4—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 4 部分: 母线装置施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.5—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 5 部分: 电缆线路施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.6—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 6 部分: 接地装置施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.7—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 7 部分: 旋转电机施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.8—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 8 部分: 盘、柜及二次回路结线施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.9—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 9 部分: 蓄电池施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.10—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 10 部分: 35kV 及以下架空电力线路施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.11—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 11 部分: 电梯电气装置施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.12—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 12 部分: 低压电器施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.13—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 13 部分: 电力交流设备施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.14—2002 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 14 部分: 起重机电气装置施工质量检验

评定规程

- DL/T 5161.15—2002 电气装置安装工程 质量检验及评定规程 第 15 部分: 爆炸及火灾危险环境电气装置施工质量检验

质量检验

- DL/T 5161.16—2002 电气装置安装工程 质量检验及评定规程 第 16 部分: 1kV 及以下配线工程施工质量检验

质量检验

- DL/T 5161.17—2002 电气装置安装工程 质量检验及评定规程 第 17 部分: 电气照明装置施工质量检验

质量检验

- DL/T 5163—2002 水电工程三相交流系统短路电流计算导则

计算导则

- DL/T 5164—2002 水力发电厂厂用电设计规程
- DL/T 5177—2003 水力发电厂继电保护设计导则
- DL/T 5184—2004 水电水利工程通信设计内容和深度规定

规定

- DL/T 5189—2004 电力线载波通信设计技术规程
- DL/T 5202—2004 电能量计量系统设计技术规程
- DL/T 5217—2005 220kV~500kV 紧凑型架空送电线路设计技术规定

设计技术规定

- DL/T 5218—2005 220kV~500kV 变电所设计技术规程
- DL/T 5222—2005 导体和电器选择设计技术规定
- DL/T 5223—2005 高压直流换流站设计技术规定
- DL/T 5224—2005 高压直流输电大地返回运行系统设计

规程

计技术规定

DL/T 5225—2005 220kV~500kV 变电所通信设计技术规定

DL/T 5228—2005 水力发电厂 110kV~500kV 电力电缆施工设计规范

2.2.2 机械行业

水力机械

JB/T 834—1999 热带型低压电器技术要求

JB/T 1270—2002 水轮机、水轮发电机大轴锻件技术条件

JB/T 2361—1992 恒压刷握

JB/T 2623—1994 电机用电刷尺寸与结构型式

JB/T 2728.1—1996 电机用气体冷却器 一般规定

JB/T 2728.2—1996 电机用气体冷却器 绕簧式气体冷却器技术要求

JB/T 2728.3—1996 电机用气体冷却器 绕片式气体冷却器技术要求

JB/T 2728.4—1996 电机用气体冷却器 挤片式气体冷却器技术要求

JB/T 2728.5—1996 电机用气体冷却器 穿片式气体冷却器技术要求

JB/T 2832—2004 水轮机调速器及油压装置型号编制方法

JB/T 2834—2000 齿压片

JB/T 2839—2005 电机用刷握及集电环

JB/T 3334.1—2000 水轮发电机用制动器 第1部分：立式水轮发电机用制动器

JB/T 3334.2—2000 水轮发电机用制动器 第2部分：卧式水轮发电机用制动器

JB/T 4159—1999 热带电工产品通用技术要求

JB/T 4709 钢制压力容器焊接规程

JB 4730 压力容器无损检测

JB/T 5779—1991 电机用刷握尺寸

JB/T 6204—2002 高压交流电机定子线圈及绕组绝缘耐电压试验规范

JB/T 6310—1992 中小型轴流式、混流式水轮机转轮系列型谱

JB/T 6397—1992 大型碳素钢锻件技术条件

JB/T 6474—1992 中小型轴流式、混流式水轮机产品系列型谱

JB/T 6478—1992 水轮机、泵水轮机和蓄能泵用符号

JB/T 6507—1992 小型三相异步水轮发电机系列技术条件

JB/T 6514—2002 电气转速信号装置

JB/T 6752—1993 中小型水轮机转轮静平衡试验规程

JB/T 7023—2002 水轮发电机镜板锻件技术条件

JB/T 7071—2005 灯泡式水轮发电机基本技术条件

JB/T 7072—2004 水轮机调速器及油压装置系列型谱

JB/T 7073—2006 大中小电机和水轮机图样简化规定

JB/T 7349—2002 混流式水轮机焊接转轮不锈钢叶片铸件

JB/T 7350—2002 轴流式水轮机不锈钢叶片铸件

JB/T 7352—1994 工业过程控制系统用电磁阀门

JB/T 7589—1994 高压电机绝缘结构耐热性评定方法

JB/T 7607—2005 立式电机轴承用 LYJH 型油冷却器

JB/T 7608—2006 测量高压交流电机线圈介质损耗角

正切试验方法及限值

JB/T 7640—1994 双击式水轮机系列型谱

JB/T 7836.1—2005 电机用电加热器 第1部分：通用技术条件

JB/T 7836.2—2005 电机用电加热器 第2部分：普通型翅片管电加热器

JB/T 7836.3—2005 电机用电加热器 第3部分：防爆型翅片管电加热器

JB/T 8156—1999 换向器与集电换的定义和术语

JB/T 8191—2008 水轮机调速器与油压装置术语

JB/T 8439—1996 高压电机使用于高海拔地区的防电晕技术要求

JB/T 8445—1996 三相同步发电机负序电流承受能力试验方法

JB/T 8528—1997 普通型阀门电动装置技术条件

JB/T 8660—1997 水电机组包装、运输和保管规范

JB/T 8991—1999 发电机锡焊接头检测方法

JB/T 8993—1999 大型发电机寿命管理数据库导则

JB/T 9218—1999 渗透探伤方法

JB/T 9576—2000 大中型水轮机进水阀门系列

JB/T 9579—1999 水轮机型号编制方法

JB/T 10098—2000 交流电机定子成型线圈耐冲击电压水平

JB/T 10180—2000 水轮发电机推力轴承弹性金属塑料瓦技术条件

JB/T 10264—2001 混流式水轮机焊接转轮上冠、下环铸件

JB/T 10384—2002 中小型水轮机通流部件铸钢件

JB/T 10415.1—2005 发电机液体内冷空心导线 第1部分：铜空心导线

JB/T 10415.2—2007 发电机液体内冷空心导线 第2部分：不锈钢空心导线

JB/T 10484—2004 大型水轮机主轴技术规范

JB/T 10500.1—2005 电机用埋置式热电阻 第1部分：一般规定、测量方法和检验规则

JB/T 10500.2—2005 电机用埋置式热电阻 第2部分：铂热电阻技术要求

JB/T 10500.3—2005 电机用埋置式热电阻 第3部分：铜热电阻技术要求

2.2.3 水利行业

2.2.3.1 综合基础类

SL 01—2002 水利技术标准编写规定

SL 2.1—1998 水利水电量、单位及符号的一般原则

SL 2.2—1998 水利水电通用量和单位

SL 2.3—1998 水利水电专业量和单位

SL 22—1992 农村水电供电区电力发展规划导则

SL 30—2003 水电农村电气化标准

SL 26—1992 水利水电工程术语标准

SL 44—2006 水利水电工程设计洪水计算规范

SL 45—2006 江河流域规划环境影响评价规范

SL 52—1993 水利水电工程施工测量规范

SL 73.1—1995 水利水电工程制图标准 基础制图

SL 73.2—1995 水利水电工程制图标准 水工建筑图

SL 73.3—1995 水利水电工程制图标准 勘测图

SL 73.4—1995 水利水电工程制图标准 水力机械图

SL 73.5—1995 水利水电工程制图标准 电气图

- SL 73.6—2001 水利水电工程制图标准 水土保持图
- SL 76—1994 小水电水能设计规程
- SL 99—1995 河工模型试验规程
- SL 106—1996 水库工程管理设计规范
- SL 144—1995 水环境检测仪器与试验设备校(检)验方法
- SL 145—1995 小水电供电区农村电气化规划编制规程
- SL 155—1995 水工(常规)模型试验规程
- SL 156—1995 水流空化模型试验规程
- SL 157—1995 掺气减蚀模型试验规程
- SL 158—1995 水工建筑物水流压力脉动和流激振动模型试验规程
- SL 159—1995 闸门水力模型试验规程
- SL 160—1995 冷却水工程水力、热力模型试验规程
- SL 161.1—1995 航道水力模型试验规程
- SL 161.2—1995 船闸水力模型试验规程
- SL 162—1995 水电站有压引水系统模型试验规程
- SL 163.1—1995 施工导流模型试验规程
- SL 163.2—1995 施工截流模型试验规程
- SL 164—1995 溃坝模型试验规程
- SL 165—1995 滑坡涌浪模型试验规程
- SL 168—1996 小型水电站建设工程验收规程
- SL 169—1996 土石坝安全监测资料整编规程
- SL 170—1996 水闸工程管理设计规范
- SL 172—1996 小型水电站施工技术规范
- SL 176—1996 水利水电工程施工质量评定规程(试行)
- SL/T 179—1996 小型水电站初步设计报告编制规程
- SL 193—1997 小型水电站技术改造规程
- SL 197—1997 水利水电工程测量规范(规划设计阶段)
- SL 201—1997 江河流域规划编制规范
- SL 203—1997 水工建筑物抗震设计规范
- SL 206—1998 已成防洪工程经济效益分析计算及评价规范
- SL 219—1998 水环境监测规范
- SL 221—1998 中小河流水能开发利用规划导则
- SL 223—1999 水利水电建设工程验收规程
- SL 224—1998 水库洪水调度考评规定
- SL 227—1998 橡胶坝技术规范
- SL/T 241—1999 水利水电建设用起重机技术条件
- SL 249—1999 中国河流名称代码
- SL 250—2000 水文情报预报规范
- SL 252—2000 水利水电工程等级划分及洪水标准
- SL 257—2000 水道观测规范
- SL 258—2000 水库大坝安全评价导则
- SL 259—2000 中国水库名称代码
- SL 261—1998 中国湖泊名称代码
- SL 268—2001 大坝安全自动监测系统设备基本技术条件
- SL 270—2001 多泥沙河流水环境样品采集及预处理技术规范
- SL 290—2003 水利水电工程建设征地移民设计规范
- SL 293—2003 农村水电站优化运行导则
- SL 294—2003 农村水电站开发规划选点导则
- SL 296—2004 水电农村电气化验收规程
- SL 299—2004 水利水电工程地质测绘规程
- SL 303—2004 水利水电工程施工组织设计规范
- SL/Z 304—2004 小水电代燃料生态保护工程验收规程
- SL 309—2004 水利质量检测机构计量认证评审准则
- SL 315—2005 小型水电站工程环境影响评价规程
- SL 326—2005 水利水电工程物探规程
- SL 328—2005 水利水电工程量计算规定
- SL 330—2005 水情信息编码标准
- ### 2.2.3.2 水文泥沙类
- SL 20—1992 水工建筑物测流规范
- SL 42—1992 河流泥沙颗粒分析规程
- SL 43—1992 河流推移质泥沙及床沙测验规程
- SL 61—2003 水文自动测报系统技术规范
- SL 77—1994 小型水力发电站水文计算规范
- SL 78~94—1994 水质分析方法
- SL/T 102—1995 水文自动测报系统设备基本技术条件
- SL/T 150—1995 直线明槽中转子式流速仪的检定方法
- SL/T 184—1997 超声波水位计
- SL/T 185—1997 超声波测深仪
- SL/T 186—1997 超声波流速仪
- SL 187—1996 水质采样技术规程
- SL/T 198—1997 地下水位计
- SL/T 232—1999 动态流量、流速标准装置校验方法
- SL/T 243—1999 水位计通用技术条件
- SL 276—2002 水文基础设施建设及技术装备标准
- SL 278—2002 水利水电工程水文计算规范
- SL 323—2005 实时雨水情数据库表结构和标识符标准
- SL 324—2005 基础水文数据库表结构及标识符标准
- SL 325—2005 水质数据库表结构与标识符规定
- ### 2.2.3.3 水工建材类
- SL 15—1991 水利水电专用混凝土泵技术条件
- SL 25—2006 砌石坝设计规范
- SL 27—1991 水闸施工规范
- SL 31—2003 水利水电工程钻孔压水试验规程
- SL 32—1992 水工建筑物滑动模板施工技术规范
- SL 38—1992 水利水电基本建设工程单元工程质量等级评定标准(七)碾压式土石坝和浆砌石坝工程
- SL 46—1994 水工预应力锚固施工规范
- SL 47—1994 水工建筑物岩石基础开挖工程施工技术规范
- SL 49—1994 混凝土面板堆石坝施工规范
- SL 53—1994 水工碾压混凝土施工规范
- SL 55—2005 中小型水利水电工程地质勘察规范
- SL 60—1994 土石坝安全监测技术规范
- SL 62—1994 水工建筑物水泥灌浆施工技术规范
- SL 110—1995 切土环刀校验方法
- SL 111—1995 透水板校验方法
- SL 112—1995 击实仪校验方法
- SL 113—1995 光电式液塑限测定仪校验方法
- SL 114—1995 杠杆式固结仪校验方法
- SL 115—1995 变水头(常水头)渗透仪校验方法
- SL 116—1995 应变控制式直剪仪校验方法
- SL 117—1995 应变控制式无侧限压缩仪校验方法
- SL 118—1995 应变控制式三轴仪校验方法
- SL 119—1995 岩石三轴试验机校验方法
- SL 120—1995 岩石声波参数测试仪校验方法
- SL 121—1995 岩石直剪(中型剪)仪校验方法

SL 122—1995 岩石变形测试仪校验方法
 SL 123—1995 水泥胶砂流动度测定仪校验方法
 SL 124—1995 水泥水化热（直接法）测试仪校验方法
 SL 125—1995 水泥胶砂试膜检验方法
 SL 126—1995 砂料标准筛检验方法
 SL 127—1995 容量筒检验方法
 SL 128—1995 试验室用混凝土搅拌机检验方法
 SL 129—1995 混凝土成型用标准振动台检验方法
 SL 130—1995 混凝土试模检验方法
 SL 131—1995 混凝土坍落度仪校验方法
 SL 132—1995 气压式含气量测定仪校验方法
 SL 133—1995 混凝土抗渗仪校验方法
 SL 134—1995 混凝土快速冻融试验机检验方法
 SL 135—1995 混凝土动弹模数测定仪校验方法
 SL 136—1995 混凝土绝热温升测定仪校验方法
 SL 137—1995 测长仪校验方法
 SL 138—1995 混凝土标准养护室检验方法
 SL 166—1996 水利水电工程坑探规程
 SL 174—1996 水利水电工程混凝土防渗墙施工技术规范
 SL 189—1996 小型水利水电工程碾压式土石坝设计导则
 SL/T 205—1997 水电站引水渠道及前池设计规范
 SL 210—1998 土石坝养护修理规程
 SL 211—2006 水工建筑物抗冰冻设计规范
 SL 212—1998 水工预应力锚固设计规范
 SL 214—1998 水闸安全鉴定规定
 SL/T 191—1996 水工混凝土结构设计规范
 SL/T 225—1998 水利水电工程土工合成材料应用技术规范
 SL 228—1998 混凝土面板堆石坝设计规范
 SL 230—1998 混凝土坝养护修理规程
 SL/T 231—1998 聚乙烯（PE）土工膜防渗工程技术规范
 SL/T 233—1999 水工与河工模型常用仪器校验方法
 SL/T 235—1999 土工合成材料测试规程
 SL/T 237—1999 土工试验规程
 SL/T 242—1999 周期式混凝土搅拌楼（站）
 SL 245—1999 水利水电工程地质观测规程
 SL 251—2000 水利水电工程天然建筑材料勘察规程
 SL 253—2000 溢洪道设计规范
 SL 264—2001 水利水电工程岩石试验规程
 SL 265—2001 水闸设计规范
 SL 266—2001 水电站厂房设计规范
 SL 269—2001 水利水电工程沉沙池设计规范
 SL 274—2001 碾压式土石坝设计规范
 SL 275—2001 核子水分—密度仪现场测试规程
 SL 279—2002 水工隧洞设计规范
 SL 282—2003 混凝土拱坝设计规范
 SL 285—2003 水利水电工程进水口设计规范
 SL 291—2003 水利水电工程钻探规程
 SL 313—2004 水利水电工程施工地质规程
 SL 314—2004 碾压混凝土坝设计导则
 SL 319—2005 混凝土重力坝设计规范
 SL 320—2005 水利水电工程钻孔抽水试验规程
 SL 352—2006 水工混凝土试验规程

2.2.3.4 金属结构类

SL 35—1992 水工金属结构焊工考试规则
 SL 36—2006 水工金属结构焊接通用技术条件
 SL 37—1991 偏心铰弧形闸门技术条件
 SL 39—1992 露顶式弧形闸门液压启闭机系列标准
 SL 40—1992 QPG 型卷扬式高扬程启闭机系列标准
 SL 41—1993 水利水电工程启闭机设计规范
 SL/T 57—1993 平面链轮闸门技术条件
 SL 74—1995 水利水电工程钢闸门设计规范
 SL 75—1994 水闸技术管理规程
 SL 101—1994 水工钢闸门和启闭机安全检测技术规程
 SL 105—1995 水工金属结构防腐蚀规范
 SL 226—1998 水利水电工程金属结构报废标准
 SL 240—1999 水利水电工程闸门及启闭机、升船机设备管理等级评定标准
 SL/T 248—1999 水工钢闸门系列标准—充水阀
 SL 281—2003 水电站压力钢管设计规范

2.2.3.5 水力机械类

SL 16—1991 全油压控制水轮机调压阀
 SL 141—2006 水泵模型浑水验收试验规程
 SL 142—1997 水轮机模型浑水验收试验规程
 SL 321—2005 大中型水轮发电机基本技术规范

2.2.3.6 电气类

SL/T 53—1993 农村水电电力系统调度自动化规范
 SL 173—1996 小电网电能损耗计算导则
 SL 222—1999 农村水电供电区电力系统设计导则
 SL 229—2000 小型水力发电站自动化设计规定
 SL 311—2004 高压配电装置设计技术规程

2.2.4 其他行业

JGJ 109—1996 钢筋锥螺纹接头技术规程
 JGJ 108—1996 带肋钢筋套筒挤压连接技术规程
 HJ/T 188—2003 水利水电工程环境影响评价规范
 GA/T 65—1994 消防栓产品质量分等
 GA 77.2—1994 推车式化学泡沫灭火器
 GA 77.3—1994 推车式干粉灭火器
 GA/T 81—1994 消防枪型式和基本参数
 GA 107—1995 推车式二氧化碳灭火器
 GA113—1995 消防栓扳手
 GA125—1996 自动喷水系统雨淋报警阀的性能要求和试验方法

GA139—1996 灭火器箱
 YD 344—1990 自动用户交换机进网要求
 YD/T 694—1993 总配线架技术要求和试验方法
 YD/T 729—1994 用户交换机进网测试方法
 YD/T 731—1994 通信用高频开关整流器
 YD/T 799—1996 通信用阀控密封铅酸电池技术要求
 YD/T 954—1998 数字程控调度机技术要求与测试方法

YD 5040—1997 通信电源设备安装设计规范
 SJ 2811.2—1987 通信用直流稳定电源测试方法

3 国际主要的水电技术标准

3.1 IEC 的水电技术标准

3.1.1 水轮发电机技术标准

IEC 27-4: 1985 电工技术符号 第4部分 旋转电机用

量的符号

IEC 894 Ed. 1: 1987 测量电机绕组线圈和线棒介质损耗角正切的试验方法导则

IEC 60034-1 Ed. 11: 2004 旋转电机 第1部分 定额和性能

IEC 60034-2 Ed. 3: 1972 旋转电机 第2部分 损耗与效率试验方法(括牵引电机)

IEC 60034-2A: 1974 对 IEC 60034-2 1972 版 3 的第一次补充 用量热法测定大电机的损耗

IEC 60034-2 1972 Am1: 1995 对 IEC 60034-2 1972 的第1次修正

IEC 60034-2 1972 Am2: 1996 对 IEC 60034-2 1972 的第2次修正

IEC 60034-4 Ed. 2: 1985 旋转电机 第4部分 同步电机参数试验方法

IEC 60034-4 1985 Am1: 1995 对 IEC 60034-4 1985 的第1次修正

IEC 60034-5 Ed. 4: 2000 旋转电机 第5部分 外壳防护等级

IEC 60034-6 Ed. 2: 1991 旋转电机 第6部分 冷却方法

IEC 60034-8: 2002 旋转电机 第8部分 线端标志与旋转方向

IEC 60034-9 Ed. 4: 2003 旋转电机 第9部分 噪声限值

IEC 60034-15 Ed. 1: 1995 旋转电机 第15部分 带形成定子线圈的交流旋转电机的耐冲击电压

IEC 60034-16-1 Ed. 1: 1991 旋转电机第16部分 同步电机励磁系统 第一章 定义

IEC 60034-16-2 Ed. 1: 1991 旋转电机第16部分 同步电机励磁系统 第2章 电力系统研究用模型

IEC 60034-16-3 Ed. 1: 1996 旋转电机第16部分 同步电机励磁系统 第3章: 动态特性

IEC 60034-18-1 Ed. 1: 1992 旋转电机第18部分 旋转电机绝缘系统功能性评定 第1章 总则

IEC 60034-18-1 1992 Am. 1: 1996 对 IEC 60034-18-1 1992 的第1次修正

IEC 60034-18-21 Ed. 1: 1992 旋转电机第18部分: 绝缘结构的功能性评定 第21章 绕线型绕组试验规程—耐热性能评定和等级划分

IEC 60034-18-21 1992 Am1: 1994 对 IEC 60034-18-21 1992 的第一次修正

IEC 60034-18-21 1992 Am2: 1996 对 IEC 60034-18-21 1992 的第二次修正

IEC 60034-18-22 Ed. 2: 2000 旋转电机 第18部分 绝缘系统功能性评定 第22章 绕线式绕组试验程序—结构更改及绝缘件更换的分类

IEC 60034-18-31 Ed. 1: 1992 旋转电机 第18部分 绝缘系统功能性评定 第31章 成型绕组的试验方法——用于 50MVA 15kV 及以下电机绝缘系统的耐热评定和分级

IEC 60034-18-31 1992 Am1: 1996 对 IEC 60034-18-31 1992 的第一次修正

IEC 60034-18-32 Ed. 1: 1995 旋转电机 第18部分 绝缘系统功能性评定 第31章 成型绕组的试验方法——用于 50MVA 15kV 及以下电机绝缘结构电气评定

IEC 60034-18-33 Ed. 1: 1995 旋转电机 第18部分

绝缘系统功能性评定 第31章 成型绕组的试验过程—多因子功能性评定—50MA 15kV 及以下的电机用的绝缘系统在热、电综合应力下的耐久性

IEC 60034-18-34 Ed. 1: 2000 旋转电机 第18部分 绝缘系统功能性评定 第34章 成型绕组试验规程—绝缘系统耐热机械性评定

IEC 60034-23 Ed. 1: 2003 旋转电机 第23部分: 旋转电机的翻新规范

IEC 60034-25 Ed. 1: 2004 旋转电机 第25部分: 为变频器馈电特别设计的笼型感应电动机的设计和性能指南

IEC 60034-26 Ed. 1: 2002 旋转电机 第26部分: 不平衡电压对三相感应电动机性能的影响

IEC 60038: 1983 标准电压

IEC 60050-411 Ed. 2: 1996 国际电工词汇 第411章 旋转电机

IEC 60085 1984: 电气绝缘的热评定和分级

IEC 60136 Ed. 2: 1986 电机用电刷和刷握尺寸

IEC 60136 1986 Am1: 1995 对 IEC 60136 1986 的第一次修正

IEC 60276 Ed. 1: 1968 旋转电机 电刷、刷握、换向器和滑环的术语和定义

IEC 60276 1968 Am1: 1987 对 IEC 60276 1968 的第一次修正

IEC 60279 Ed. 1: 1969 旋转电机在交流电行下运行时绕组电阻的测量

IEC 60356 Ed. 1: 1971 旋转电机 集电环和滑环尺寸

IEC 60413 Ed. 1: 1972 确定电机用电刷材料物理性能的试验方法

IEC 60560 Ed. 1: 1977 电机用刷握的术语和定义

IEC 60605-4: 1986 设备可靠性试验 第4部分 根据设备可靠性测定试验定点估计及置信限的方法

IEC 60773 Ed. 1: 1983 测定电刷运行性能的试验方法及设备

IEC 60778 Ed. 1: 1988 R 组、RA 型滑环用刷握

IEC 61986 Ed. 1: 2002 旋转电机 等效负载及叠加技术——确定温升的间接试验

IEC 62072 Ed. 1: 2005 旋转电机用天然石墨电刷——基本特性

3.1.2 水轮机技术标准

IEC 60041 Ed. 3: 1991 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验

IEC 60193 Ed. 2: 1999 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验

IEC 60308 Ed. 2: 2005 水轮机控制系统试验

IEC 60545: 1976 水轮机验收、运行和维护导则

IEC 60609-1: 2004 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机空蚀评定第一部分 反击式水轮机的评定

IEC 60609-2: 1997 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机空蚀评定第二部分 水斗式水轮机评定

IEC 60805: 1985 蓄能泵和作为水泵运行的水泵水轮机验收、运行和维护导则

IEC 60994: 1991 水力机械振动与脉动现场测量导则

IEC 61116: 1992 小水电站机电设备导则

IEC 61362: 1998 水轮机控制系统技术条件规范

IEC 61364: 1999 水电站机械名词术语

IEC 61366-1~7: 1998 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机

投标文件(第1部分~第7部分)

IEC 68-2-30; 1980 电工电子产品基本环境试验规程
试验 Db: 交变湿热试验方法

3.1.3 电气技术标准

IEC 60255-22-1; 2005 电气继电器 第22-1部分: 量度继电器和保护设备电气骚扰试验 1MHz 猝发抗扰性试验

IEC 60255-22-4; 2002 电气继电器 第22-4部分: 量度继电器和保护设备电气骚扰试验 快速瞬变/猝发骚扰试验

IEC 60044-1 Ed. 1.2; 2003 仪表用互感器 第1部分: 电流互感器

IEC 60044-2 Ed. 1.2; 2003 仪表用互感器 第2部分: 感应式电压互感器

IEC 60044-3; 2003 仪表用互感器 第3部分: 组合式互感器

IEC 60044-5; 2004 仪表用互感器 第5部分: 电容式电压互感器

IEC 60044-6; 1992 仪表用互感器 第6部分: 瞬时特殊保护用电流互感器的要求

IEC 60044-7; 1999 仪表用互感器 第7部分: 电子电压互感器

IEC 60044-8; 2002 仪表用互感器 第8部分: 电子电流互感器

IEC 62271-100 Ed. 1.1; 2003 高压开关设备和控制设备 第100部分 高压交流断路器

IEC 60059; 1999 IEC 标准电流额定值

IEC 60060-1; 1989 高压试验技术 第1部分: 一般定义和试验要求

IEC 60060-2; 1994 高压试验技术 第2部分: 测量系统

IEC 60060-4; 1988 高压试验技术 第4部分: 测量装置应用导则

IEC 60071-1; 1993 绝缘配合 第1部分: 定义、原理和规则

IEC 60071-2; 1996 绝缘配合 第2部分: 应用导则

IEC 60076-1 Ed. 2.1; 2000 电力变压器 第1部分: 总则

IEC 60076-2; 1993 电力变压器 第2部分: 温升

IEC 60076-2 Corrigendum 1; 1997 对 IEC 60076-2-1993 的勘误 1

IEC 60076-3; 2003 电力变压器 第3部分: 空气中绝缘水平、介电试验和外清洁性

IEC 60076-4; 2002 电力变压器 第4部分: 闪电脉冲和开关脉冲试验指南 电力变压器和反应器

IEC 60076-5; 2000 电力变压器 第5部分: 耐短路性

IEC 60076-8; 1993 电力变压器 第8部分: 应用指南

IEC 60076-10; 2005 电力变压器 第10部分: 声级的测定

IEC 60076-11; 2004 电力变压器 第11部分: 干式变压器

IEC 60076-14; 2004 电力变压器 第11部分: 使用高温绝缘材料的液浸式电力变压器设计 and 应用

IEC 60099-4; 2004 避雷器 第4部分 交流电系统用交流无间隙金属氧化物避雷器

IEC 60137; 2003 交流电压 1000V 以上的绝缘套管

IEC 60270; 2000 高电压试验技术 局部放电测量

IEC 60296; 2003 电工用液体 变压器和开关设备未使用过的矿物绝缘油规范

IEC 60298; 1990 额定电压 1kV 以上至 50kV (含) 交流金属外壳开关设备控制设备

IEC 60354; 1991 油浸变压器负载导则

IEC 60439-1 Ed. 4.1; 2004 低压成套开关设备和控制设备组件 第1部分: 已通过型式试验和部分型式试验的组件

IEC 60439-2; 2000 低压成套开关设备和控制设备组件 第2部分: 母线干线系统的特殊要求(线路)

IEC 60439-3 Ed. 1.2; 2001 低压成套开关设备和控制设备组件 第3部分: 对安装在由不熟练人员使用地点的低压成套开关设备和控制设备处的特殊要求

IEC 60439-4; 2004 低压成套开关设备和控制设备组件 第4部分: 施工现场总装的特殊要求

IEC 60439-5 Ed. 1.1; 1998 低压成套开关设备和控制设备组件 第5部分: 公共场所室外安装的组件的特殊要求
电网中配电用电缆分配箱

IEC 60507; 1991 交流电力系统用高压绝缘子的人为污秽试验

IEC 60529 Ed. 2.1; 2003 外壳防护等级(IP 代码)

IEC 60616; 1978 电力变压器的终端和分接标志

IEC 60694 Ed. 2.2; 2002 高压开关设备和控制设备标准的通用规范

IEC 60726; 1992 干式电力变压器

IEC 60726 AMD1; 1996 对 IEC 60726—1992 的修改 1

IEC 60905; 1987 干式电力变压器加载导则

IEC 61000-4-1; 2000 电磁兼容性 第4-1部分: 试验和测量技术 IEC 61000-4 系列总览

IEC 61000-4-2 Ed. 1.2; 2001 电磁兼容性 第4-2部分: 试验和测量方法 静电放电抗扰试验

IEC 61000-4-3 Ed. 2.1; 2002 电磁兼容性(EMC) 第4-3部分: 试验和测量方法 辐射、射频和电磁场抗扰试验

IEC 61000-4-4; 2004 电磁兼容性(EMC) 第4部分: 试验和测量技术 电气快速瞬时/冲击抗扰试验

IEC 61000-4-5 Ed. 1.1; 2001 电磁兼容性 第4-5部分: 试验和测量方法 电涌抗扰试验

IEC 61000-4-6 Ed. 2.1; 2004 电磁兼容性(EMC) 第4-6部分: 试验和测量技术 对射频场诱发的传导扰动的抗扰度

IEC 61000-4-7; 2002 电磁兼容性(EMC) 第4-7部分: 试验和测量技术 供电系统及所连设备谐波和中间谐波的测量和仪器仪表的通用指南

IEC 61000-4-7 Corrigendum 1; 2004 对 IEC 61000-4-7-2002 的勘误 1

IEC 61000-4-8 Ed. 1.1; 2001 电磁兼容性 第4-8部分: 试验和测量方法 电源频率磁场抗扰试验

IEC 61000-4-9 Ed. 1.1; 2001 电磁兼容性 第4-9部分: 试验和测量方法 脉冲磁场抗扰试验

IEC 61000-4-10 Ed. 1.1; 2001 电磁兼容性 第4-10部分: 试验和测量方法 阻尼振动磁场抗扰试验

IEC 61000-4-11; 2004 电磁兼容性(EMC) 第4-11部分: 试验和测量技术 电压暂降、短时中断及电压变化抗

扰度试验

IEC 61000-4-12 Ed. 1.1; 2001 电磁兼容性 第4-12部分: 试验和测量方法 振荡波抗扰试验

IEC 61000-4-13; 2002 电磁兼容性 第4-13部分: 试验和测量方法 包括交流功率点主要信号的低频抗扰试验谐波和中间谐波

IEC 61000-4-14 Ed. 1.1; 2002 电磁兼容性 第4-14部分: 试验和测量技术 电压波动抗扰试验

IEC 61000-4-15 Ed. 1.1; 2003 电磁兼容性 第4-15部分: 试验和测量方法 闪烁计功能和设计规范

IEC 61000-4-16 Ed. 1.1; 2002 电磁兼容性 (EMC) 第4-16部分: 试验和测量技术 0~150kHz 频率范围的普通模块导电抗扰试验

IEC 61000-4-17 Ed. 1.1; 2002 电磁兼容性 (EMC) 第4-17部分: 试验和测量技术 直流电流输入功率点通道干扰试验

IEC 61000-4-20; 2003 电磁兼容性 第4-20部分: 试验和测量方法 横向电磁波导辐射和干扰试验

IEC 61000-4-21; 2003 电磁兼容性 (EMC) 第4-21部分: 试验和测量技术 混响室试验方法

IEC 61000-4-23; 2000 电磁兼容性 (EMC) 第4-23部分: 试验和测量技术 HEMP 和其他辐射骚扰的防护装置试验方法

IEC 61000-4-24; 1997 电磁兼容性 (EMC) 第4-24部分: 试验和测量技术 HEMP 传导干扰的防护设备用试验方法 基本电磁兼容性的公布

IEC 61000-4-25; 2001 电磁兼容性 (EMC) 第4-25部分: 试验和测量方法 设备和系统用 HEMP 抗扰试验方法

IEC 61000-4-27; 2000 电磁兼容性 (EMC) 第4-27

部分: 试验和测量技术 不平衡抗扰性试验

IEC 61000-4-28 Ed. 1.1; 2002 电磁兼容性 (EMC) 第4-28部分: 试验和测量技术 电源频率变化和抗扰性试验

IEC 61000-4-29; 2000 电磁兼容性 第4-29部分: 试验和测量技术 直流输入功率口抗扰试验的电压扰动、短时中断和电压振动

IEC 61000-4-32; 2002 电磁兼容性 (EMC) 第4-32部分: 试验和测量技术 高强度电磁冲击力模拟装置摘要

IEC 61125; 1992 未使用过的烃类绝缘液体 评定氧化稳定性的试验方法

3.2 其他常用的有关水电的技术标准

ISO 4363 悬移质泥沙测验方法

ISO 148 金属夏比缺口冲击试验方法

ISO 7338 金属材料弯曲试验方法

ISO 8501-1 涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级

ISO 4991 承压钢铸件

ANSI/AWS A5.1 碳钢焊条

ANSI/AWS A5.17 埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂

ASTM-A48/A48M-2003 灰铁铸件的标准规范

ASTM-A668/A668M-2004 一般工业用碳素钢和合金钢锻件的标准规范

ASTM-A36/A36M-2005 结构碳素钢的标准规范

ASTM-A242/A242M-2004 高强度低合金结构钢的标准规范

ASTM-A530/A530Ma-2004 专用碳素钢和合金钢一般要求的标准规范

JIS Z3324 埋弧焊用不锈钢焊丝和焊剂



第10章 国内外著名水电站简介

1 中国著名水电站简介

1.1 已建著名水电站简介

1.1.1 丰满水电站

丰满水电站是我国第一座大型水电站，位于第二松花江中游，吉林省吉林市境内，以发电为主，兼有防洪、灌溉以及工业和城市供水等综合利用效益。大坝为混凝土重力坝，最大坝高 90.5m。

电站于日本帝国主义占领东北时期的 1937 年动工兴建，1943 年第一台机组发电。1945 年抗日战争胜利时，土建工程完成 89%，工程质量低劣。1949 年中华人民共和国成立后续建，并对已建部分大坝进行加固处理。1953 年基本完成土建工程。1960 年 8 台机组全部投产发电，装机容量 552.5MW。1989 年开始扩建及对大坝进行全面加固处理，扩机容量 $2 \times 85\text{MW}$ 。1994 年又利用左岸泄水洞，另建厂房安装 2 台单机容量为 140MW 的机组，于 1998 年 7 月发电。至此，电站装机容量达 1002.5MW。

坝址以上流域面积 42 500 km²，多年平均年径流量 136.8 亿 m³。大坝按千年一遇洪水 (23 200 m³/s) 设计，万年一遇洪水 (30 200 m³/s) 校核。水库总库容 107.8 亿 m³，正常蓄水位为 261.0m，死水位为 242m，调节库容 58.5 亿 m³，具有不完全多年调节性能。设计水头 64.2m，最大水头 71.5m，最小水头 49.6m。

枢纽由非溢流坝段、溢流坝段、厂房坝段和厂房，以及左岸泄洪放空隧洞等建筑物组成，见图 1.10-1。

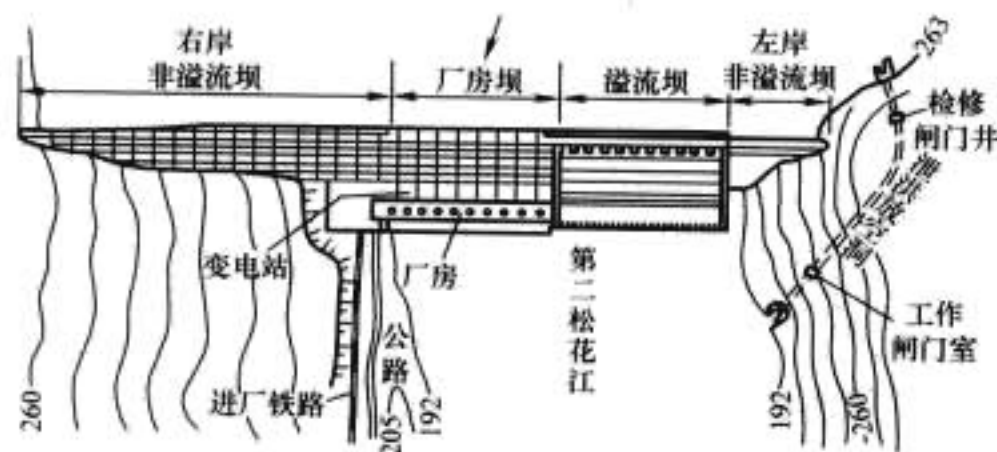


图 1.10-1 丰满水电站枢纽平面布置图

大坝为混凝土重力坝，坝基为玢岩。坝顶长 1080m，坝顶高程为 266.5m。坝顶以上设防浪墙，高 2.2m。河床左侧坝段为溢流坝，堰顶高程 252.5m，设 11 个溢流孔，孔高 6m，宽 12m。左岸泄洪放空隧洞，长 682.9m，洞径 9.2m。

坝后式地面厂房，长 231m，宽 22m，高 38m。用压力钢管引水。厂内安装 10 台混流式机组：60MW 的 1 台，65MW 的 2 台，72.5MW 的 5 台，85MW 的 2 台。水轮机转轮公称直径：1 号为 4325mm，2 号、6 号为 4476mm，3 号、5 号为 4350mm，4 号为 4340mm，7 号、8 号为 4300mm，9 号、10 号为 4200mm，11 号、12 号为 5700mm。

1.1.2 新安江水电站

新安江水电站是由中国自己设计、施工，自制设备，自

行安装的第一座大型水电站，位于钱塘江支流新安江上，浙江省建德县境内。电站以发电为主，兼有防洪、灌溉、航运等综合利用效益。电站装机容量 662.5MW，保证出力 178MW，多年平均年发电量 18.6 亿 kW·h，以 220kV 和 110kV 高压输电线路各 4 回接入华东电力系统。大坝为混凝土宽缝重力坝，最大坝高 105m。工程于 1957 年 4 月开工，1960 年 4 月第一台机组发电，1978 年最后一台机组投运。

坝址以上流域面积 10 480 km²，多年平均年径流量 112.5 亿 m³，多年平均流量 357 m³/s。工程按千年一遇洪水 (27 600 m³/s) 设计，万年一遇洪水 (41 280 m³/s) 校核。水库总库容 220 亿 m³，正常蓄水位 108m，死水位 86m，调节库容 102.7 亿 m³，为多年调节水库。电站设计水头 73m，最大水头 84.3m，最小水头 57.8m。

枢纽布置见图 1.10-2。坝址地基为泥盆系砂岩和下石炭系石英砂岩，断层、裂隙较发育。大坝坝顶高程 115m，坝顶长 465.4m。厂房为坝后厂顶溢流式。厂房顶部与拦河坝连接，厂房下部与拦河坝用垂直缝分开。厂房全长 216.1m，安装 9 台竖轴混流式水轮发电机组 (4 台单机容量 75MW，5 台单机容量 72.5MW)。水轮机转轮名义直径均为 4.1m，额定转速 150r/min。发电机额定电压 13.8kV，除 9 号机为双水内冷式外，其余 8 台均为悬式空冷型。

溢洪道位于拦河坝河床部分坝后厂房的顶部，设 9 个表孔，孔口宽 13m，高 10.5m。下泄的高速水流通过厂房顶部泄入河道。

主要工程量为：土石方开挖 586 万 m³，混凝土浇筑 176 万 m³。工程实际造价 3.92 亿元，单位千瓦造价 591.7 元。

1.1.3 刘家峡水电站

刘家峡水电站是中国建成的第一座容量超过百万千瓦的大型水电站，位于黄河上游干流，甘肃省永靖县境内，距兰州市 100km。电站以发电为主，兼有防洪、灌溉、供水、防凌等综合利用效益。装机容量 1225MW，保证出力 557MW，多年平均年发电量 55.8 亿 kW·h，以 330kV 和 220kV 电压接入西北电力系统。主坝为整体式混凝土重力坝，最大坝高 147m。工程于 1958 年开工，1961 年停建，1964 年复工，1969 年 3 月第一台机组发电，1974 年竣工。

坝址以上流域面积 181 766 km²，多年平均年径流量 273 亿 m³，多年平均流量 867 m³/s。水库总库容 61.2 亿 m³，正常蓄水位 1735m，死水位 1694m，调节库容 41.5 亿 m³，为不完全年调节水库。主副坝按千年一遇洪水 (8860 m³/s) 设计，万年一遇洪水 (10 600 m³/s) 校核。年平均输沙量 8940 万 t，实测最大含沙量 310 kg/m³。电站设计水头 100m，最大水头 114m，最小水头 70m。

枢纽布置见图 1.10-3。主坝坝顶高程 1739m，坝顶长 204m，其左为左岸混凝土重力副坝，长 51m。其右为右岸混凝土重力副坝，长 300m。再右为右岸溢洪道，长 48m。右连接副坝和右岸黄土副坝，分别长 47m 和 143.25m。主副坝坝轴线总计长 998.25m。

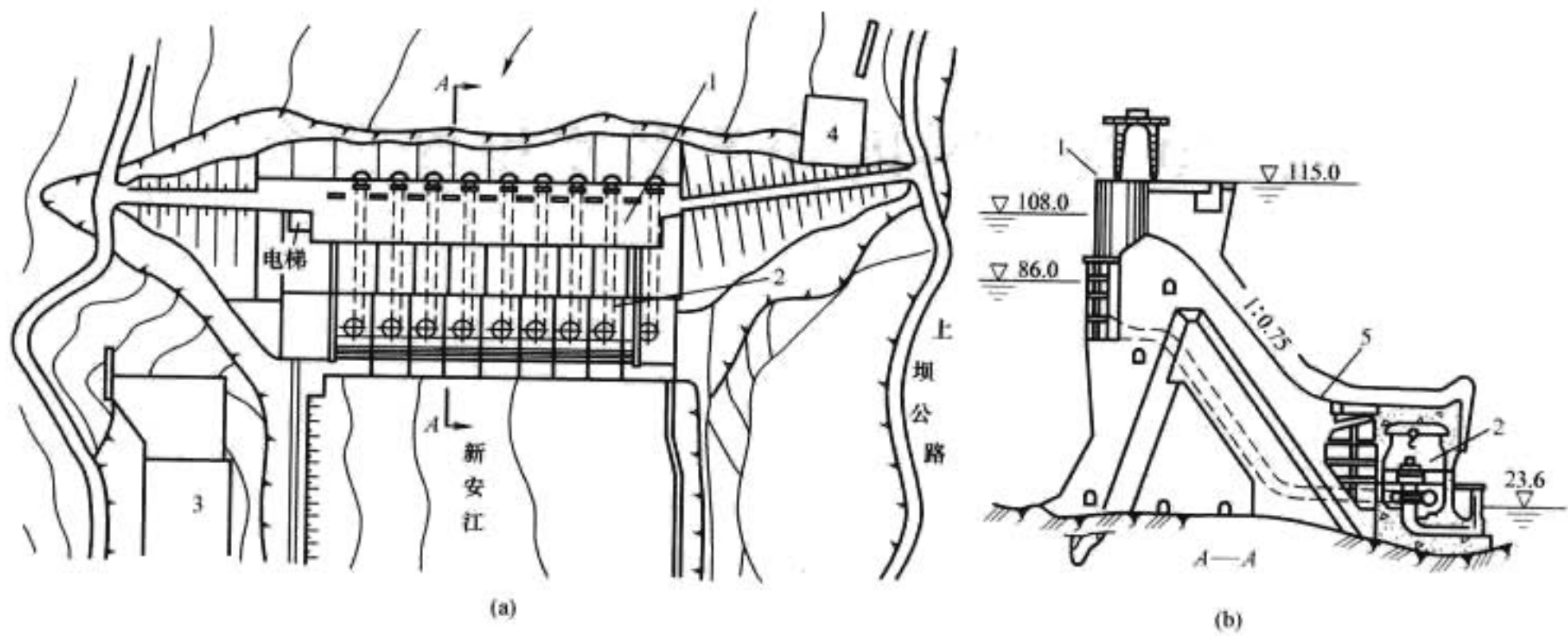


图 1.10-2 新安江水电站枢纽平面布置及溢流坝剖面图

(a) 枢纽平面布置图; (b) 溢流坝剖面图

1—大坝; 2—厂房; 3—高压开关站; 4—升船机闸首; 5—溢洪道

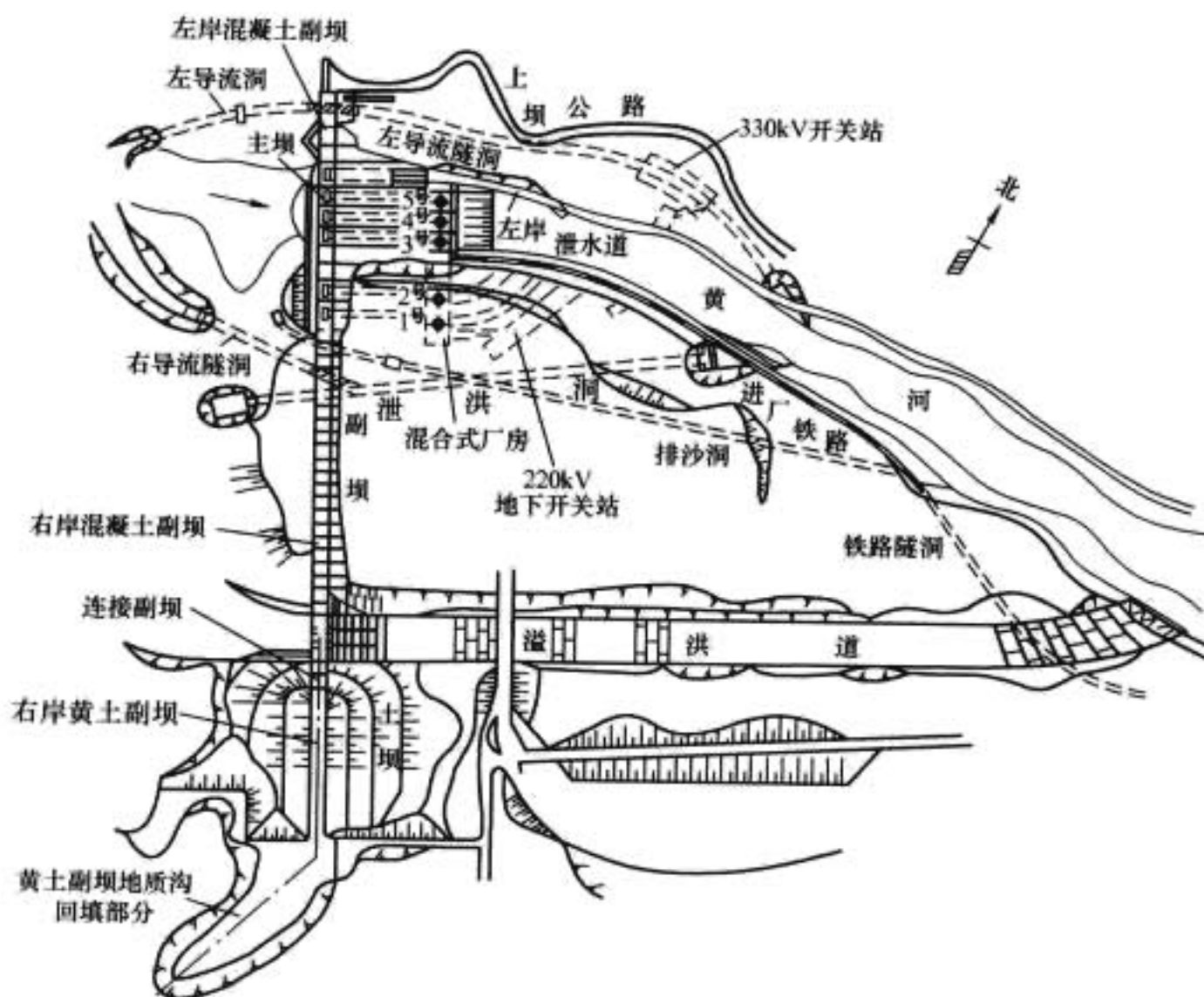


图 1.10-3 刘家峡水电站枢纽平面布置图

混合式厂房内装有 5 台机组, 3 台布置在坝后, 2 台布置在窑洞内。窑洞部分和坝后部分中间设安装场连接。5 台机组均是竖轴混流式水轮发电机组。单机容量: 1、2、4 号机组为 225MW; 3 号机组为 250MW; 5 号机组为 300MW。额定转速均为 125r/min。水轮机转轮直径均为 5.5m。发电机: 1~4 号为悬式空冷型, 额定电压 15.75kV, 额定功率因数 0.875。5 号机为半伞式双水内冷型, 额定电压 18kV。

泄洪设施: 右岸溢洪道, 全长 872.8m, 首部设有胸墙式溢洪孔 3 孔, 孔口宽 10m, 高 8.5m。左岸设 2 孔泄水道, 渠道长 241m, 孔口宽 3m, 高 8m。泄洪隧洞位于厂房和右岸溢洪道间, 长 529m。孔口宽 8m, 高 9.5m, 洞身宽 8m, 高 12.9m。右岸排沙洞, 洞身长 615.5m, 孔口宽 2m, 高 2.8m。5 台机组最大引用流量 1376m³/s。

主体工程量: 土石方开挖 847 万 m³, 混凝土浇筑 182 万 m³。工程总投资 6.38 亿元, 单位投资 520 元/kW。

1.1.4 葛洲坝水电站

葛洲坝水电站是在长江干流上开发的第一座水电站, 位于湖北省宜昌市。具有发电和航运综合效益, 装机容量 2715MW, 保证出力 768MW, 多年平均年发电量 157 亿 kW·h。混凝土大坝, 最大坝高 53.8m。分大江和二江两个电厂, 分别以 500kV 和 220kV 电压接入华中电力系统, 并通过换流站以 ±500kV 直流向华东电力系统供电。工程于 1970 年开工, 1981 年 1 月大江截流, 6 月三江船闸通航, 7 月二江电厂发电; 二期工程于 1982 年开工, 1986 年 6 月发电, 1988 年 12 月全部机组安装完毕, 大江船闸建成; 1989 年竣工。

坝址以上流域面积 100 万 km², 多年平均年径流量 4510 亿 m³, 多年平均流量 14 300m³/s, 多年平均年输沙量 5.2 亿 t。设计洪水流量 86 000m³/s, 校核洪水流量 110 000 m³/s。水库总库容 15.8 亿 m³, 正常蓄水位 66m, 死水位 63m, 无调节能力。电站最大水头 27m, 最小水头 8.3m, 设计水头 18.6m。

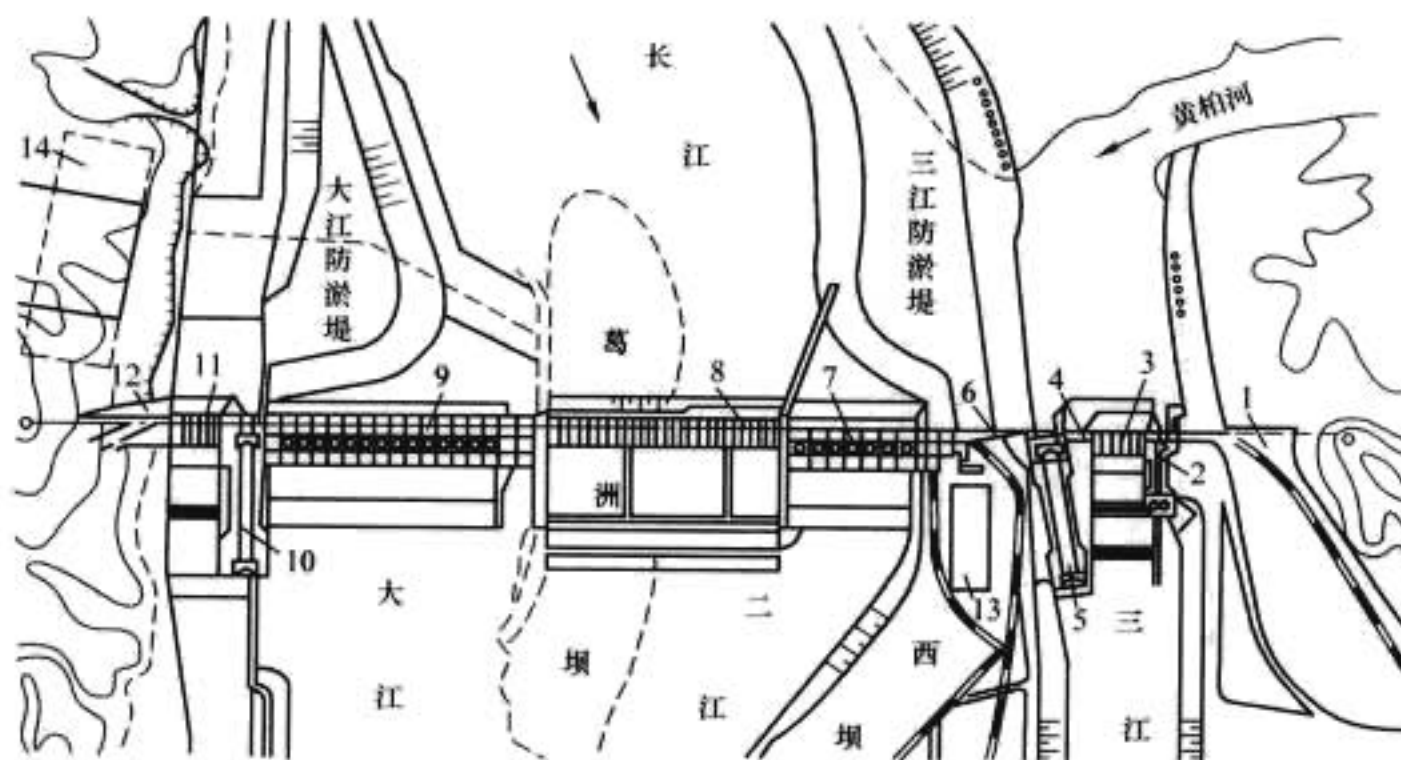


图 1.10-4 葛洲坝水电站枢纽平面布置图

1—左岸土石坝；2—3号船闸；3—三江冲沙闸；4—三江混凝土非溢流坝；5—2号船闸；
6—黄草坝混凝土心墙坝；7—二江电厂厂房；8—二江泄水闸；9—大江电厂厂房；10—1号船闸；11—大江泄水冲沙闸；
12—右岸混凝土挡水坝；13—220kV开关站；14—500kV开关站

枢纽布置见图 1.10-4。坝基由黏土质粉砂岩、黏土岩、砂岩和砾岩等组成，有多层软弱夹层，有的已经泥化，岩层倾向下游，倾角 $4^{\circ} \sim 8^{\circ}$ 。为了提高抗滑稳定性，坝下设有齿墙，截断软弱夹层，坝前设防渗板以加大渗径；坝下抽排水，降低扬压力，并采取措施提高下游岩体的整体性。坝顶高程 70m，挡水前沿总长 2606.5m。

二江泄水闸共 27 孔，孔口宽 12m，高 24m，前沿总长度 498m；每孔设上下双扉闸门，上扉为平板门，下扉为弧形门。闸墩内布置有预应力锚束结构，以承受弧门的水平推力。护坦单宽流量达 $170\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{m})$ 。闸后设有 180m 长的平底消力池，底部采用分区封闭抽排水式结构，池后接 70m 长的防冲护固段，闸尾设深 20m 的防淘墙和长 85m 并设有加糙墩的柔性混凝土海漫，总长 335m。

三江冲沙闸共 6 孔，孔口宽 12m，高 10.5m，设弧形闸门。大江泄水冲沙闸共 9 孔，每孔宽 12m，高 19.5m。

二江发电厂房长 327m，宽 33m，高 77.15m。厂内安装 2 台 170MW 和 5 台 125MW 轴流转桨式水轮发电机组，总容量为 965 MW。水轮机转轮直径分别为 11.3m 和 10.2m，额定转速分别为 54.6r/min 和 62.5r/min。发电机均为伞式空冷型，额定电压 13.8kV，额定功率因数 0.875，额定容量分别为 194.2MVA 和 143MVA，定子铁心内径分别为 17.6m 和 15.6m。大江发电厂房长 596.2m（挡水前沿长 582.2m），宽 33m，高 76.14m。厂内安装 14 台 125MW 轴流转桨式水轮发电机组，总容量为 1750MW，机组参数和结构型式均与二江厂房 125 MW 机组相同。

通航设施共设 2 条航道和 3 座船闸。大江航道建有 1 号船闸，三江航道建有 2 号和 3 号船闸。1 号和 2 号船闸，闸室有效尺寸相同，长 280m，宽 34m；最小坎上水深分别为 5.5m、5m，可通过大型客货轮和万吨级船队。3 号船闸闸室有效尺寸，长 120m，宽 18m，最小坎上水深 3.5m，可通过 3000t 客货轮和地方船队。3 座船闸远景设计单向通航能力，每年 5000 万 t。

坝址处江面宽 2200m，被葛洲坝和西坝（其上游部分称黄草坝）两座江心岛分为大江、二江和三江。大江为主河槽，二江、三江在枯水期断流。施工采用分期导流方案：一期围二、三江施工，大江过流、通航；二期围大江施工，利用二、三江已建的建筑物通航、泄流和发电。大江截流流量为 $4400 \sim 4800\text{m}^3/\text{s}$ ，最大落差 3.23m，最大流速 7.5m/s，

采取先在龙口抛投钢架石笼和混凝土四面体组成拦石坝的护底措施，一次截流成功，历时仅 36h 23min。

主体工程量为土石方开挖 5800万 m^3 ，土石方回填 3090万 m^3 ，混凝土浇筑 1042万 m^3 ，钢筋钢材 32.7 万 t。

1.1.5 龙羊峡水电站

龙羊峡水电站是我国在 20 世纪建成的库容最大的水电站，位于黄河干流上游青海省共和、贵德县境内，距西宁市 147km，以发电为主，兼有防洪、灌溉、供水等综合利用效益。装机容量 1280MW，保证出力 589.8MW，年发电量 59.42 亿 kW·h。以 6 回 330kV 输电线路接入西北电网。主坝为混凝土重力拱坝，最大坝高 178m。1976 年开工，1987 年 9 月第 1 台机组发电，1992 年全部机组投运。

坝址以上流域面积 $131\,420\text{km}^2$ ，多年平均流量 $650\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均年径流量 205 亿 m^3 ，多年平均输沙量 2490 万 t。设计洪水流量 ($p=0.1\%$) $7040\text{m}^3/\text{s}$ ，校核洪水流量（可能最大洪水） $10\,500\text{m}^3/\text{s}$ 。总库容 276.3 亿 m^3 ；正常蓄水位 2600m，死水位 2530m，调节库容 193.5 亿 m^3 ，具有多年调节性能。电站设计水头 122.0m，最大水头 148.5m，最小水头 75.5m。

坝址区受河西系构造影响，地震基本烈度为Ⅷ度。坝址所处的龙羊峡峡谷，深切 150 余米，平水期水深约 10m，水面宽 30~40m，谷顶部宽约 200m。坝轴线下游约 300m 处，有大断层横切河床，形成冲沟。两岸坝肩山体较为单薄。除右岸副坝局部坝段外，建筑物地基为坚硬的花岗闪长岩，但断裂较为发育。

枢纽由主坝、左右岸混凝土重力墩、泄水建筑物及引水发电建筑物等组成，见图 1.10-5。挡水建筑物前沿总长度 1226m，其中主坝长 396m，坝顶高程 2610m，最大坝高 178m，最大底宽 80m。泄水建筑物有表孔、中孔、深孔及底孔 4 层。右岸设 2 个表孔溢洪道，弧门孔口尺寸为 $12\text{m} \times 17\text{m}$ ；左岸中孔泄水道弧门孔口尺寸 $8\text{m} \times 9\text{m}$ ；右岸深孔及底孔泄水道弧门孔尺寸均为 $5\text{m} \times 7\text{m}$ 。各泄水建筑物均采用挑流消能方式，其中表孔和中孔采用窄缝式挑鼻坎。

厂房为坝后地下混合式厂房。用坝内压力钢管引水，钢管内径 7.5m，壁厚 20~40mm。主厂房内设 4 台 320MW 的混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 6m，额定转速 125 r/min，额定出力 325.6MW。发电机为半伞式，额定电压

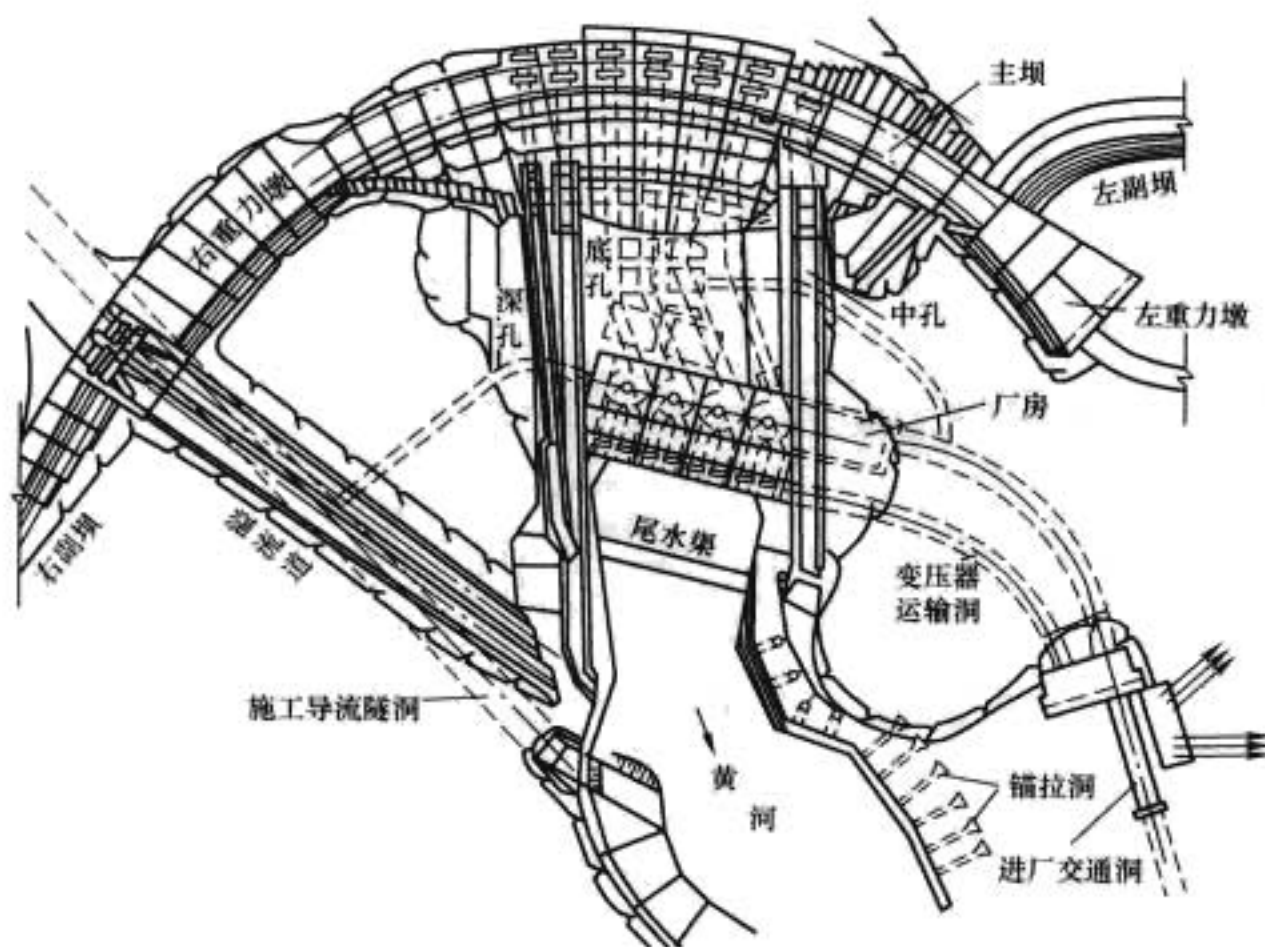


图 1.10-5 龙羊峡水电站枢纽平面布置图

15.75 kV, 额定容量 355.6MVA, 额定功率因数 0.9。

工程施工采用断流围堰, 右岸隧洞泄水, 基坑全年施工的导流方式。主体工程工程量为: 石方开挖 334 万 m^3 , 混凝土浇筑 316.5 万 m^3 , 钢筋、钢材及金属结构约 6.8 万 t。

1.1.6 鲁布革水电站

鲁布革水电站是我国首座引进外资并实行国际招标建设的水电站, 位于南盘江支流黄泥河上, 云南省罗平县和贵州省兴义市境内。电站的主要任务为发电, 装机容量 600MW, 保证出力 85MW, 多年平均年发电量 28.49 亿 $kW \cdot h$, 以 220kV 和 110kV 电压输电线路接入云南省电力系统。主坝为堆石坝, 最大坝高 103.8m。工程于 1982 年开工, 1988 年底第一台机发电, 1990 年底建成。

坝址以上流域面积 7300 km^2 , 多年平均流量 164 m^3/s , 多年平均年径流量 51.7 亿 m^3 。按五百年一遇洪水 (6460 m^3/s) 设计, 可能最大洪水 (10 880 m^3/s) 校核。水库正常蓄水位 1130m, 死水位 1105m, 调节库容 0.74 亿 m^3 , 具有周调节性能。电站设计水头 327.7m, 最大水头 372.5m, 最小水头 295m。

枢纽由首部枢纽、引水隧洞和厂区三大部分组成。图 1.10-6 为首部枢纽平面布置图。

堆石坝为土心墙堆石坝, 坝顶高程 1138m, 顶宽 10m, 全长 217.17m。左岸开敞式溢洪道有溢流孔 2 孔, 单孔净宽 13m; 泄槽总宽 30m, 全长 553m。左岸泄洪隧洞全长 723.83m, 圆形有压段直径 11.5m, 无压段尺寸为 8.5m \times 12.88m。右岸泄洪隧洞全长 681.08m, 圆形有压段直径 10m, 无压段尺寸 8.5m \times 10.87m。排沙洞直径 5m。

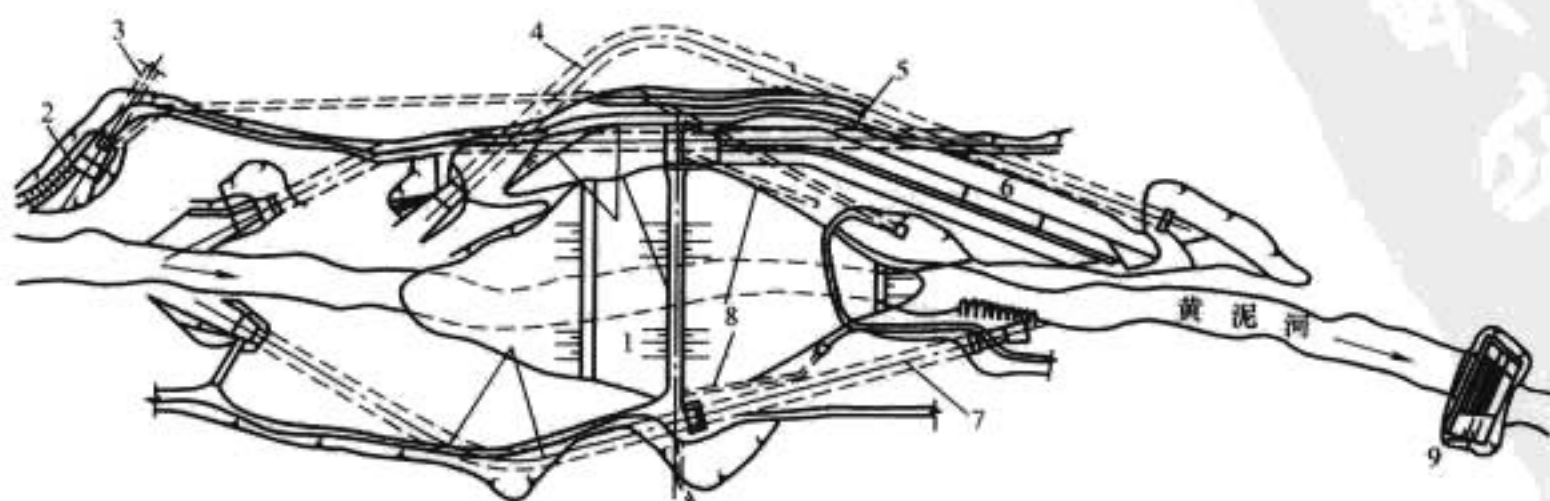


图 1.10-6 鲁布革水电站首部枢纽平面布置图

1—堆石坝; 2—进水口; 3—引水隧洞; 4—左岸泄洪洞; 5—导流洞; 6—溢洪道; 7—右岸泄洪洞; 8—交通洞; 9—二道坝

引水系统设在左岸, 包括 1 条内径为 8.0m, 长 9387m 的引水隧洞, 一座带上室的差动式调压井 (大井内径 13m, 高 63.9m), 2 条地下埋藏式斜井高压主管道 (内径 4.6m, 长 468.1m 及 469.5m) 和 4 条支管 (内径 3.2m)。

厂房及变电站设在地下洞室内。地下厂房长 125m, 宽 18m, 高 39.4m。厂内装有 4 台容量为 150MW 的混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 3.442m, 额定出力 153 MW, 额定转速 333.3r/min。转轮带有副叶片, 即在两个常规长叶片之间增加一片短叶片, 使栅叶密度增加, 改善流态, 同时, 叶片受压面积增加, 单位面积负荷减轻, 空蚀性能改善。发电机为悬式空冷, 额定出力 172 MVA, 额定功率因数 0.875, 额定电压 15.75 kV, 最大容量 198 MVA, GD^2 为 4000 $t \cdot m^2$, 自熄灭型 F 级绝缘。

机电设备消防在不同地方采用不同灭火方式: 主变压器和自耦变压器室用 HALOH1301 灭火, 自动或手动投入; 发电机用 CO_2 灭火, 自动或手动投入; 母线廊道、电缆道和近区变压器室采用化学灭火剂, 自动或手动投入; 电缆室和 110kV、220kV 电缆用干粉手持灭火; 主、副厂房各层和油库用水灭火, 手动投入。

总工程量: 土石方明挖 152 万 m^3 , 石方洞挖 140 万 m^3 , 土石方填筑 223 万 m^3 , 混凝土浇筑 72 万 m^3 , 金属结构安装 5578t。

1.1.7 乌江渡水电站

乌江渡水电站是中国在喀斯特地区兴建的第一座大型水电站, 位于长江支流乌江中游, 贵州省遵义市以南 55km 处。电站以发电为主, 装机容量 630MW, 保证出力 202MW, 多年平均年发电量 33.4 亿 $kW \cdot h$, 以 220kV 和 110kV 电压向四川和贵州送电。大坝为混凝土拱型重力坝, 最大坝高 165m。工程 1974 年开工, 1979 年第一台机组发电, 1983 年竣工。(2002 年又扩建, 另建厂房安装 2 台单机容量为 25 万 kW 的机组。)

坝址以上流域面积 27 790 km^2 , 多年平均流量 502 m^3/s , 多年平均年径流量 158 亿 m^3 。主要工程建筑物按五百年一遇洪水 (19 200 m^3/s) 设计, 五千年一遇洪水 (24 400 m^3/s) 校核。水库正常蓄水位 760m, 死水位 720m; 总库容 23 亿 m^3 , 调节库容 13.5 亿 m^3 , 为季调节水库。电站最大水头 134.2m, 设计水头 120m, 最小水头 94.2m。

枢纽布置见图 1.10-7。采用多层重叠布置,充分利用汛期下游河床水垫较厚的特点,各个泄水建筑物出口远、近、高、低错开布置,使水舌落点沿河床纵向扩散,远离易被冲刷的页岩层。

大坝坝顶高程 765m,顶部弧长 368m。坝后主厂房为全封闭式厚壁框架结构,长 106m。大坝溢流时水舌由坝上挑坎挑出,经厂房上空挑落至下游河床。厂内安装 3 台水轮发电机组,单机容量 210MW。水轮机转轮直径 5.2m,额定转速 150r/min。发电机为半伞空冷型,额定电压 15.75kV,额定功率因数 0.875。

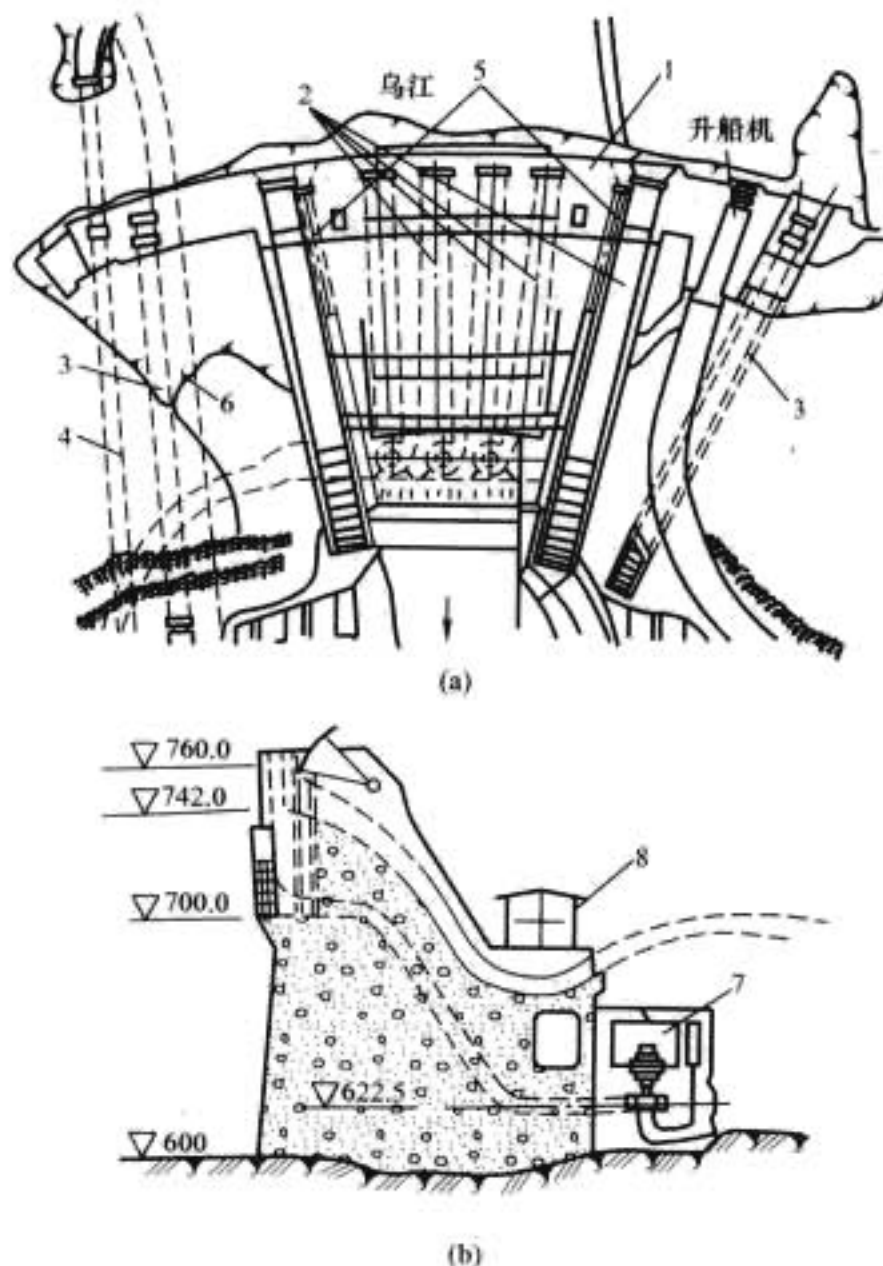


图 1.10-7 乌江渡水电站枢纽平面布置图

(a) 平面布置; (b) 坝体剖面

- 1—大坝; 2—溢洪道; 3—泄洪隧洞; 4—放空洞;
5—泄洪中孔; 6—导流洞; 7—厂房;
8—220kV 高压配电装置

坝上有 6 孔溢洪道,孔口尺寸 13m×19m,坝身有 2 孔兼做排沙用的泄洪中孔,孔口尺寸 4m×4m。左右两岸各有 1 条泄洪洞,进口孔口尺寸 9m×10m。

坝址基岩为石灰岩,地质复杂,两岸喀斯特及暗河发育,坝肩附近洞穴容积达 8 万 m³,坝脚下游 50m 处有厚达 80m 的软弱页岩及破碎带。大坝基础防渗采用水泥灌浆帷幕。帷幕线沿坝轴线向两岸上游延伸,总长约 1000m,帷幕底线最深处延伸至河床以下 200m,帷幕体总面积为 18.9 万 m²,灌浆钻孔总长达 19 万 m,最大灌浆压力 6MPa。右岸坝肩部分地段设置了混凝土防渗墙。河床以上较大溶洞清理后,回填混凝土。深部溶洞用高压灌浆处理。处理后,在 120m 工作水头下,每 24 小时渗漏 20m³。

1.1.8 水口水电站

水口水电站是我国华东地区最大的常规水电站,安装了世界目前单机容量最大(200MW)的轴流转桨式水轮发电机组,位于福建省闽清县境内闽江干流上,下距福州市 84km。电站以发电为主,兼有航运、过木、防洪等综合利用效益;装机容量 1400MW,保证出力 260MW,多年平均年发电量 49.5 亿 kW·h,用 220kV 电压供电给福建省电力系统。大坝为混凝土重力坝,最大坝高 101m。工程于 1988 年 4 月开工,1993 年 8 月第一台机组发电,1996 年 11 月全部投产发电。

坝址以上流域面积 52 438 km²,多年平均流量 1728 m³/s,多年平均年径流量 545 亿 m³。千年一遇洪水(43 600m³/s)设计,万年一遇洪水(51 800m³/s)校核。水库总库容 26 亿 m³,正常蓄水位 65.0m,最低消落水位 57.0m,调节库容 7 亿 m³;死水位 55.0m,相应库容 15 亿 m³;为不完全季调节水库。

枢纽由大坝、厂房、通航建筑物及开关站等组成,见图 1.10-8。

大坝建基于新鲜和微风化的花岗岩体上,坝顶高程 74.0m,坝顶长 783m。主要泄洪建筑有 12 孔 15m×22m 的溢流表孔,采用挑流消能;表孔两侧各设 1 孔 5m×8m 的泄洪底孔,挑流消能。

坝后式厂房长 304.2m,宽 34.5m,高 68.2m,安装 7 台单机容量为 200MW 的轴流转桨式水轮发电机组。水轮机转轮直径 8m,额定水头 47m,最大水头 57.8m,最小水头 30.9m,额定出力 204MW,额定转速 107r/min。发电机为

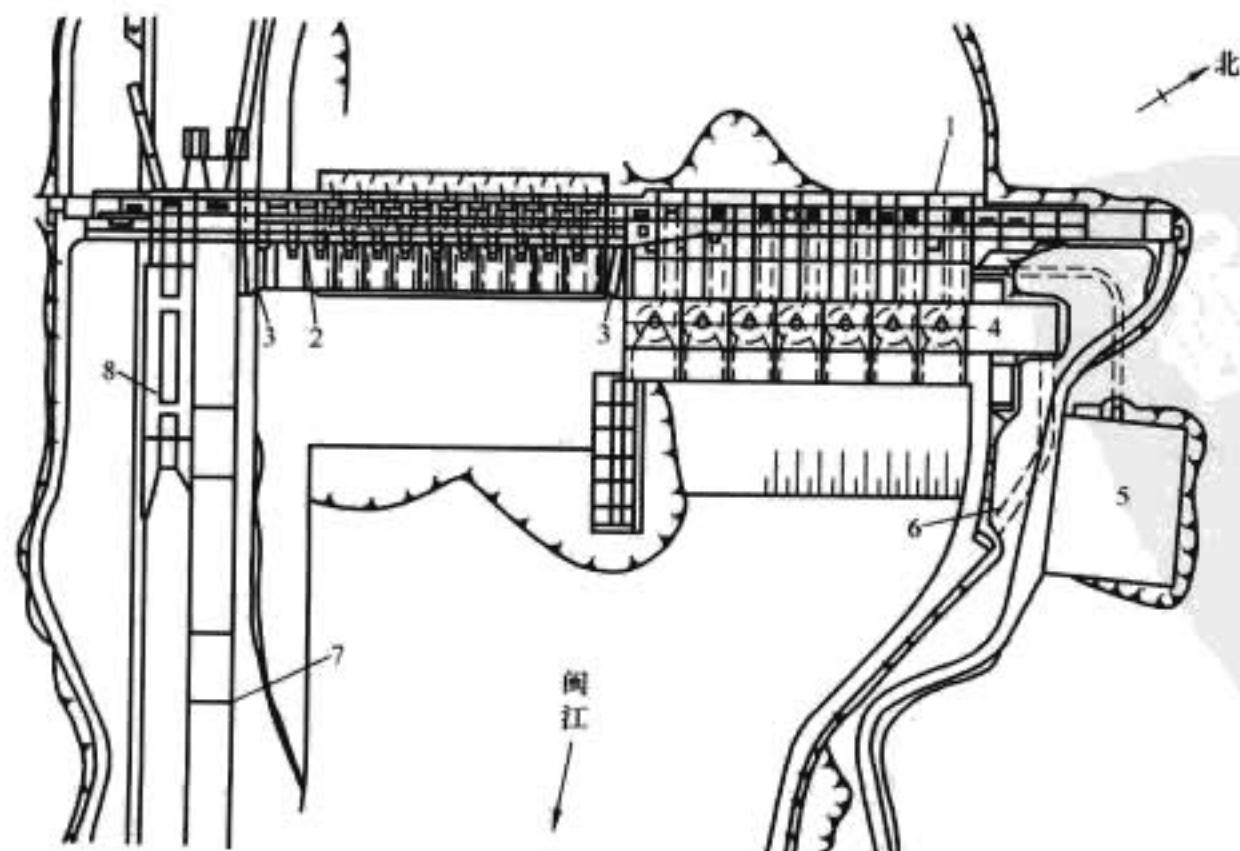


图 1.10-8 水口水电站枢纽平面布置图

- 1—混凝土重力坝; 2—溢流表孔; 3—泄洪底孔; 4—厂房; 5—开关站; 6—进厂交通洞; 7—三级连续船闸; 8—垂直升船机

伞式空冷型, 额定电压 13.8kV, 额定容量 222.2MVA, 额定功率因数 0.9。

通航建筑物为一线三级连续船闸和一线垂直升船机, 总提升高度 57m。船闸闸室有效尺度为 160m×12m×3.0m (长×宽×吃水深, 下同), 总长 626m。2×500t 级全平衡重、垂直卷扬式升船机, 船厢有效尺寸 124m×10.5m×1.5m。船闸和升船机, 可满足年过坝货运量 400 万 t 及木(竹) 年过坝 250 万 m³ 的远景要求。

总工程量为: 土方开挖 214 万 m³, 土石方填筑 280 万 m³, 石方开挖 667.8 万 m³, 混凝土浇筑 348 万 m³, 金属结构安装 1.82 万 t。

1.1.9 二滩水电站

二滩水电站是我国在 20 世纪建成的单机和总装机容量最大的水电站, 位于金沙江最大支流雅砻江的下游、四川省米易县和盐边县接壤处, 距攀枝花市约 40km。电站以发电为主, 兼有过木等综合利用效益。装机容量 3300MW, 保证出力 1000 MW, 年发电量 170.35 亿 kW·h, 以 4 回 500kV

输电线路接入四川电力系统。混凝土双曲拱坝, 最大坝高 240m。工程于 1991 年 9 月开工, 1998 年 8 月第一台机组发电, 1999 年底全部投产。

坝址以上流域面积 116 400 m², 多年平均流量 1640 m³/s, 多年平均年径流量 517 亿 m³。千年一遇洪水 (20 600m³/s) 设计, 五千年一遇洪水 (23 900m³/s) 校核。水库总库容 61.8 亿 m³, 正常蓄水位 1200m, 死水位 1155m, 调节库容 33.7 亿 m³, 属季调节水库。电站设计水头 165m, 最大水头 189m, 最小水头 135m。

枢纽布置见图 1.10-9。坝址由二叠系玄武岩和后期侵入的正长岩组成, 大坝为抛物线型双曲拱坝, 坝顶高程 1205m, 坝顶弧长 774.7m, 坝顶宽 11m, 最大坝底厚 55.7m, 厚高比 0.232, 弧 (长) 高比 3.23, 最大中心角 91.49°。共有 3 套泄洪设施。坝上表孔溢洪道 (7 孔, 尺寸为 11m×11.5m), 坝体中孔溢洪道 (6 孔, 尺寸为 6m×5m) 和右岸龙抬头泄洪隧洞 (2 条, 浅水式、短进水口, 断面尺寸为 13m×15m)。

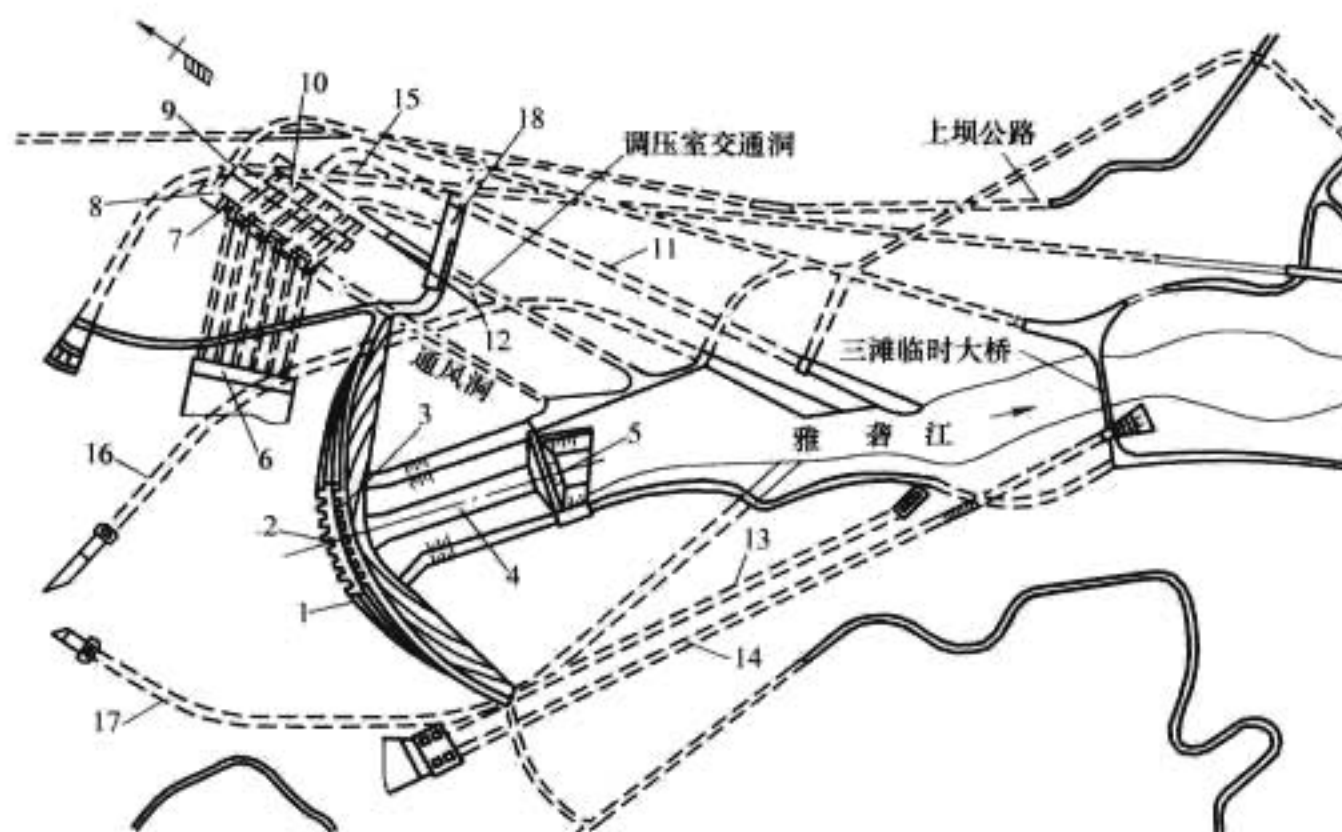


图 1.10-9 二滩水电站枢纽平面布置图

1—拱坝; 2—表孔溢洪道; 3—中孔; 4—水垫塘; 5—二道坝; 6—进水口; 7—厂房; 8—安装间;
9—主变压器室; 10—尾水调压室; 11、12—尾水洞; 13、14—泄洪洞; 15—过木机道; 16、17—导流洞; 18—开关站

消能设计中采用坝顶溢流表孔大差动跌坎加分流齿, 压力上翘型中孔, 表、中孔双层多孔水舌空中碰撞、混搅, 并在坝下设置水垫塘, 塘后有二道坝。右岸布置泄洪洞。

左岸引水、尾水系统包括: 塔式进水口、6 条直径为 9m 的压力管道及尾水调压室、2 条断面尺寸为 16.5m×16.5m 的尾水隧洞。地下式厂房, 长 280.3m, 宽 25.5m, 高 65.7m。厂内安装 6 台单机容量为 550 MW 的混流式水轮发电机组。

纵向过木机道总长 2505m, 隧洞宽 15m, 高 7m, 长 2394m, 装有 3 台纵向联合运输机。

总工程量为: 土石方明挖 800.6 万 m³, 石方洞挖 324.3 万 m³, 混凝土浇筑 674.4 万 m³, 土石方填筑 113.2 万 m³, 帷幕灌浆 23.4 万 m, 固结灌浆 18 万 m, 钢筋、钢材 5.1 万 t, 金属结构安装 2.5 万 t。

1.1.10 李家峡水电站

李家峡水电站是我国首座采用双排机组布置的水电站, 位于黄河干流上游青海省尖扎县和化隆县交界处, 距西宁市直线距离 55km, 以发电为主, 兼有灌溉效益。装机容量 2000MW, 保证出力 581MW, 年发电量 59 亿 kW·h, 以 5 回 330 kV 输电线路接入西北电力系统。主坝为混凝土双曲

拱坝, 最大坝高 165m。工程于 1987 年 7 月开工, 1996 年首台机组发电, 1999 年一期 4 台机组全部投产发电。

坝址以上流域面积 13.67 万 km², 多年平均流量 664m³/s, 多年平均年径流量 209.4 亿 m³。采用千年一遇洪水 (4940m³/s) 设计, 万年一遇洪水 (7220m³/s) 校核。水库总库容 17.5 亿 m³, 正常蓄水位 2180m, 死水位 2178m, 调节库容 0.6 亿 m³, 具有日调节性能。电站设计水头 122m, 最大水头 135.6m, 最小水头 114.5m。

枢纽布置见图 1.10-10。坝址基岩主要由混合岩、片岩相间组成。枢纽由混凝土双曲拱坝、泄水建筑物、引水发电建筑物及左右岸灌溉渠首等建筑物组成。

混凝土双曲拱坝坝顶全长 414.4m, 坝顶高程 2185m, 最大底宽 (厚) 45m。左岸 2157m 高程以上设有重力墩。左右岸各设 1 条中孔泄水道, 孔口尺寸均为 8m×10m。左岸设 1 条底孔泄水道, 孔口尺寸 5m×7m。中、底孔泄水道均采用窄缝式挑流鼻坎。

坝后式厂房, 引水钢管内径 8m, 坝后背管布置方式: 装 5 台单机容量为 400MW 的国产混流式机组, 双排布置, 前排 2 台机组, 后排 3 台机组。水轮机转轮直径 6.15m, 额定转速 125r/min。机组是 20 世纪我国自己设计制造的最大

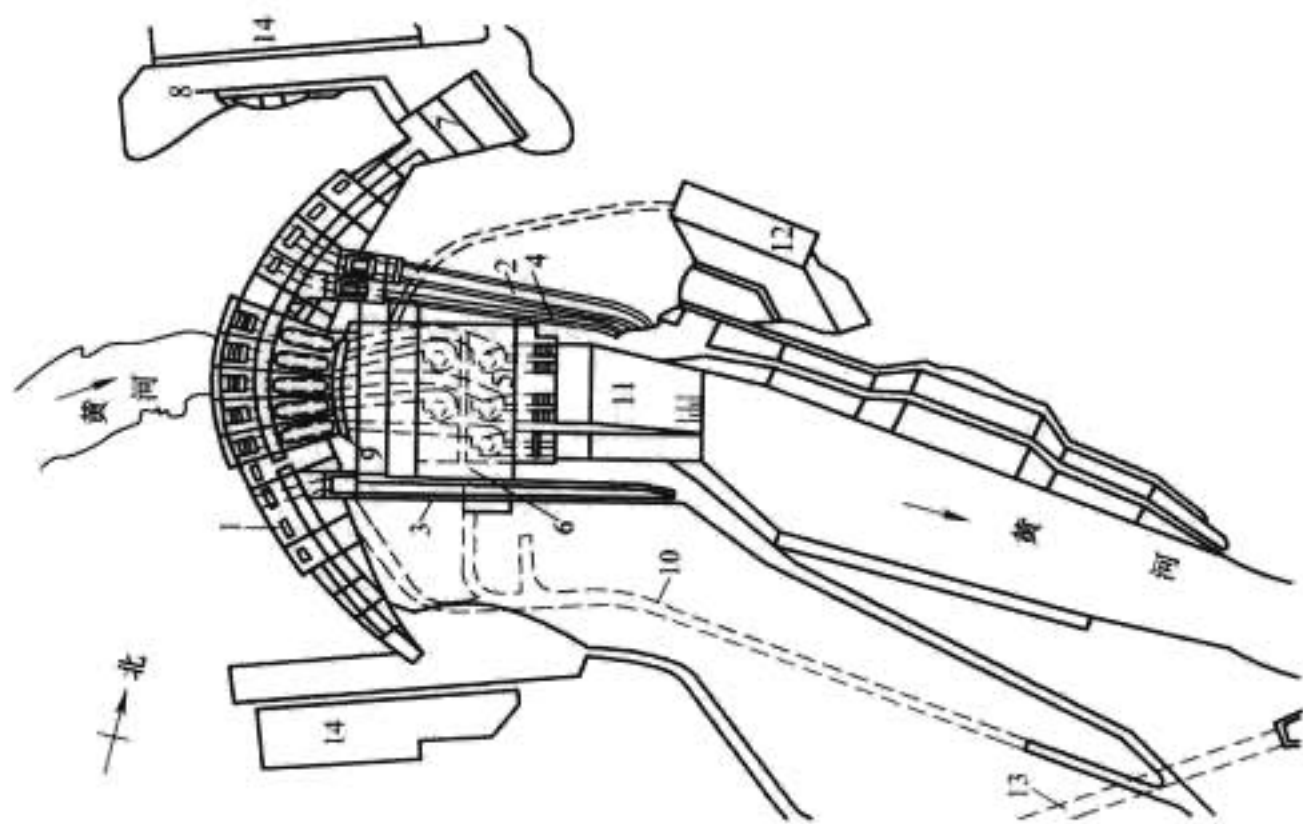


图 1.10-10 李家峡水电站枢纽平面布置图

1—拱坝；2—左中孔；3—右中孔；4—左底孔；5—主厂房；6—安装间；7—重力墩；8—左岸副坝；
9—坝后背管；10—进厂交通洞；11—尾水渠；12—出线站；13—导流洞；14—缆机平台

水轮发电机组，其中4号机组发电机采用具有自主知识产权技术的先进的蒸汽冷却方式。

主体工程总工程量为：土石方开挖 328 万 m^3 ，土石方填筑 17.5 万 m^3 ，混凝土浇筑 254 万 m^3 ，钢筋、钢材及金属结构约 8.8 万 t。

1.1.11 明湖抽水蓄能电站

明湖抽水蓄能电站是中国首座百万千瓦的抽水蓄能电站，位于中国台湾省中部的日月潭风景区，装机容量 1000MW，以 345kV 超高压输电线路接入台湾电力系统。工程于 1981 年 4 月开工，1985 年 1 月第一台机组投运发电，

同年 8 月竣工。工程布置见图 1.10-11。

上水库利用已建的日月潭水库。日月潭原为天然湖泊，在建高 19m、长 300m 和高 22m、长 150m 的 2 座混凝土心墙土坝，并从相邻流域引入流量 $41\text{m}^3/\text{s}$ 后为日月潭水库。最高水位 748.48m，最低水位 727.50m，调节库容 1.424 亿 m^3 。高水位时，日水位变动最大幅度 1.2m。下水库是在水里溪上修建一座混凝土重力坝壅高水位形成的。坝址上游流域面积 37km^2 。水库最高蓄水位 488m，相应库容 920 万 m^3 ，最低蓄水位 427.5m，调节库容 740 万 m^3 ，消落深度 20.5m。混凝土坝坝顶高程 450.5m，坝高 57.5m，顶长 169.5m。

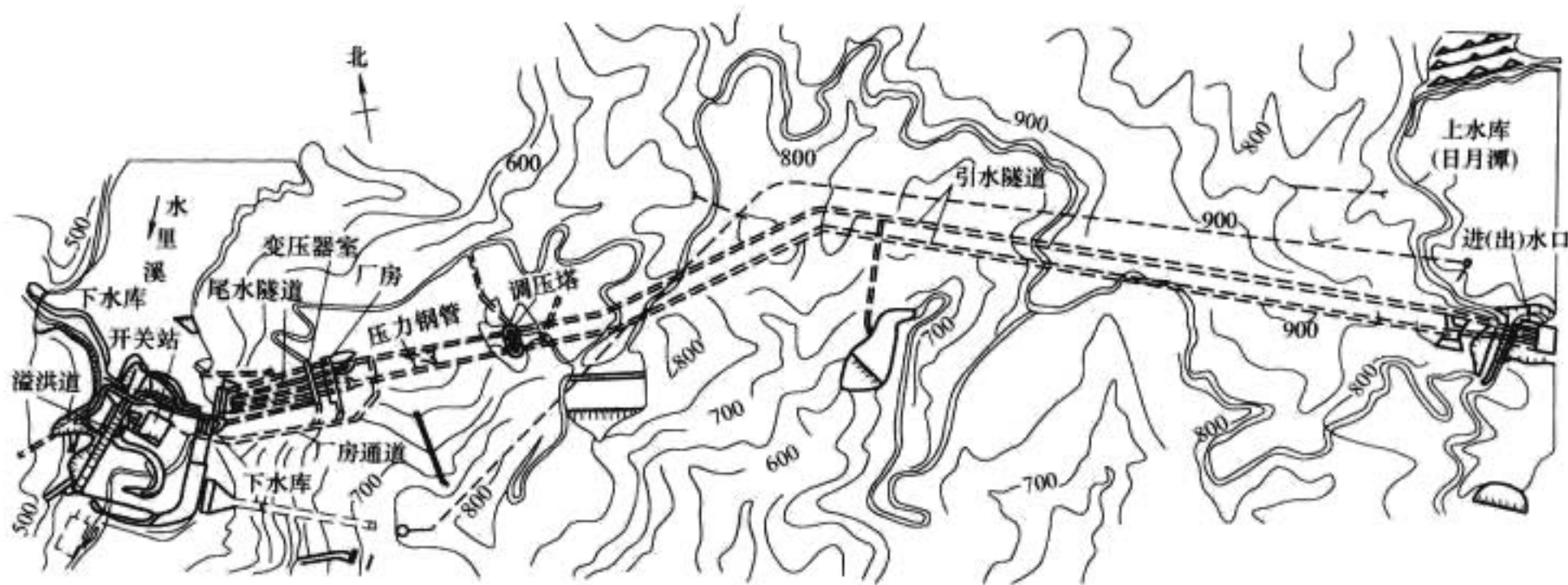


图 1.10-11 明湖抽水蓄能电站平面布置图

2 条引水隧洞为圆形断面，直径 7m，中心距 50m，分别长 2380.6m 和 2350.7m。隧洞末端各设 1 座阻抗式调压井，由直径 12m 高 86.5m 的竖井和顶部直径 30m 高 12.5m 的上室组成。调压井后，分出 2 条高压管道，内径由 7m 渐变为 5.8m，分别长 550m 和 560m。然后再分岔为 4 条支管，内径由 4m 渐变至 2.7m。4 条尾水隧洞均为圆形断面，内径 5.5m，洞长 218~233m。

厂房为地下厂房，长 127.2m，宽 21.2m，高 45.5m；安装 4 台单机容量 250MW 的混流可逆式机组。水泵水轮机额定转速为 300r/min，吸出高度为 -38m。水轮机工况，最大净水头 316.5m，最小净水头 269.5m，最大流量 $95\text{m}^3/\text{s}$ ；水泵工况，最大扬程 326m，最小扬程 283m，最大抽水流量 $82\text{m}^3/\text{s}$ ，最大输入功率 265MW。发电电动机的额定发电容

量为 280MVA，频率 60Hz，电压 16.5kV。1 号和 3 号机采用辅助电动机起动，2 号和 4 号机采用背靠背同步启动方式。主变压器洞室长 104m，宽 13m，高 14.4m，安装 4 台屋内特殊式三相变压器，电压为 16.5kV/345 kV，单台容量 480MVA。

1.1.12 广州抽水蓄能电站

广州抽水蓄能电站装机容量 2400MW，是当今世界已建成的最大抽水蓄能电站，位于中国广东省广州市从化县吕田镇，距广州市直线距离 90km。电站设 A、B 两厂，各装机 1200MW，以 500kV 输电线路接入广东电网，配合大亚湾核电站运行。电站分两期建设，一期于 1988 年 9 月开工，第一台机组于 1993 年 8 月投产；二期于 1994 年 9 月开工，2000 年 6 月全部投产发电。枢纽总布置见图 1.10-12。

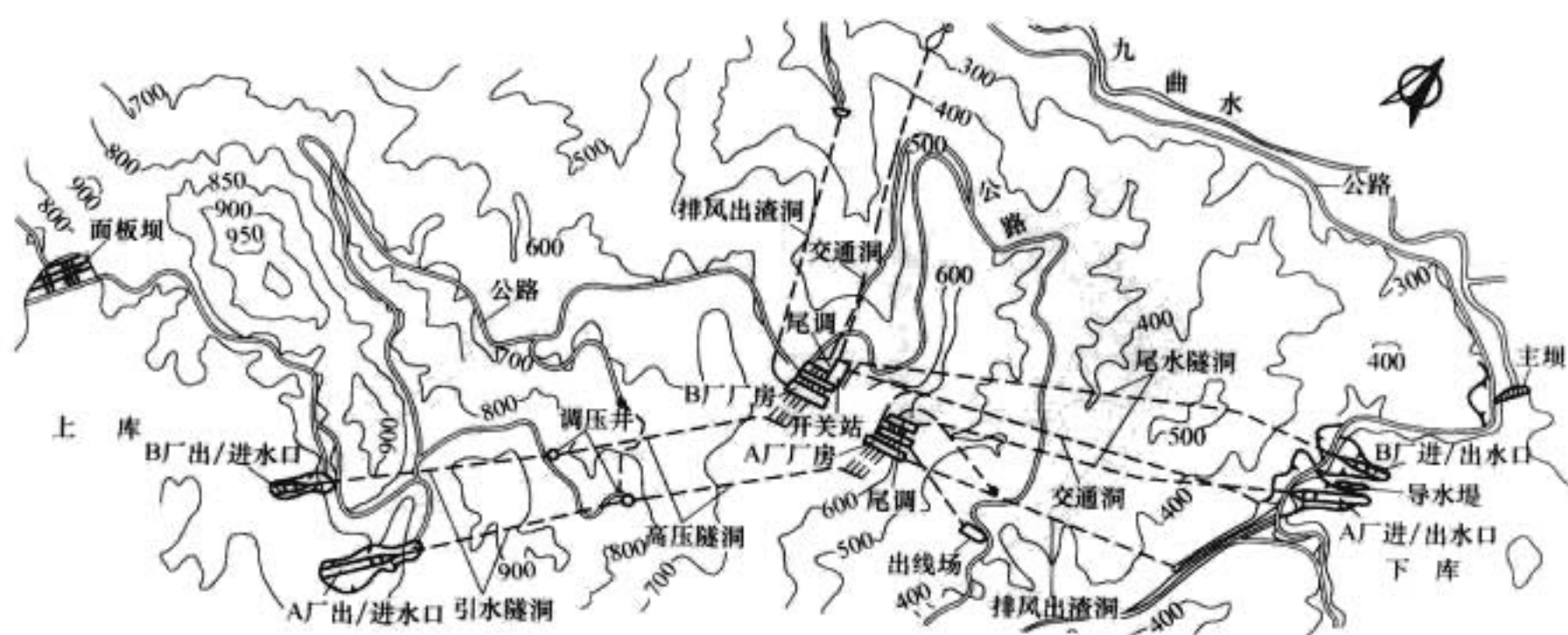


图 1.10-12 广州抽水蓄能电站平面布置图

上水库位于召大水上游的陈禾洞小溪上，坝址以上流域面积 5 km^2 ，多年平均流量为 $0.209 \text{ m}^3/\text{s}$ 。主坝为混凝土面板堆石坝，坝顶高程 820 m ，最大坝高 68 m 。正常蓄水位 816.8 m ，相应库容 2406.0 万 m^3 ，死水位 797.0 m ，相应库容 722.0 万 m^3 ，调节库容 1684 万 m^3 。下水库位于九曲水上游的小杉盆地，坝址以上流域面积 13 km^2 ，多年平均流量 $0.544 \text{ m}^3/\text{s}$ 。下水库坝为碾压混凝土重力坝，最大坝高 43.3 m 。正常蓄水位 287.4 m ，相应库容 2340.0 万 m^3 ，死水位 275.0 m ，相应库容 629.0 万 m^3 ，调节库容 1711 万 m^3 。上下水库间引水距离约 3 km ，水位落差约 500 m 。

两厂引水系统均采用“一洞四机”布置。A厂引水隧洞长 925.77 m ，洞径 9 m ；与阻抗式上调压井相连接；后为压力隧洞，两级斜井布置，长 1066.22 m ，洞径 8.5 m ；下弯段后为“卜”型钢筋混凝土岔管，用4条直径 3.5 m 的支管进入厂房与水轮机连接。尾水隧洞洞径 9 m ，总长 1521.013 m ，设2个阻抗式下调压井。B厂引水隧洞长 883.5 m ，洞径 9 m ；接阻抗式调压井；后为压力隧洞，二级斜井，斜井总长 694.2 m ，中平洞长 207.8 m ，洞径 8.5 m ；下斜井后接水平洞，洞径由 8.5 m 变至 8 m 后即为岔管段，直径由 8 m 渐变到4条 3.5 m 支管，“卜”型分岔斜向接入厂房。尾水洞长 2190.34 m ，洞径 9 m ，设两个带上廊道的阻抗式尾水调压井。

厂房为地下式，分A、B两个厂房，尺寸一样，长 146.5 m 、宽 21 m 、高 44.54 m (47.64 m)，各安装4台单机容量 300 MW 混流可逆式机组。水泵水轮机转轮直径 3.985 m ，额定转速 500 r/min ，吸出高度 -70 m ；发电工况最大水头 537.18 m ，最小水头和额定水头 504.29 m ，最小(额定)水头时出力 347.7 MW 。抽水工况单机流量 $60.03 \text{ m}^3/\text{s}$ ，最大扬程 550.01 m ，最小扬程 514.14 m 。最大扬程时输入功率 326.08 MW 。发电电动机为竖轴三相空冷半伞式，额定电压 18 kV 。发电时，单机容量为 300 MW ，功率因数 0.9 。抽水时，容量 309.2 MW ，功率因数 0.95 。采用自并激晶闸管静态励磁。电动机启动采用静止变频器和背靠背同步启动两种方式。A厂平均每年吸收电量 $31.4 \text{ 亿 kW} \cdot \text{h}$ ，平均年发电量 $23.8 \text{ 亿 kW} \cdot \text{h}$ 。B厂年平均发电量 $25.089 \text{ 亿 kW} \cdot \text{h}$ 。

A厂主变压器和高压配电装置室位于厂房下游侧，长 144.24 m 、宽 17.24 m 、高 27.4 m ，内装有单台容量为 340 MVA 的 500 kV 强油水冷三相变压器4台和 500 kV 气体绝缘金属封闭电器。出线2回，用电缆经电缆洞引出。B厂主变压器洞长 138.07 m 、宽 17.24 m 、高 17.6 m ，开关站布

设于户外，通过高压电缆洞连接。

工程量：土石方明挖 $149+77 \text{ 万 m}^3$ ，地下洞挖 $86+95 \text{ 万 m}^3$ ，土石方填筑 31 万 m^3 ，混凝土浇筑 $25+19 \text{ 万 m}^3$ 。

1.2 在建著名水电站简介

1.2.1 三峡水电站

三峡工程是治理和开发长江的骨干工程，具有巨大的防洪、发电、航运等综合利用效益；坝址位于湖北省宜昌市三斗坪镇，下距葛洲坝水电站约 40 km 。水电站装机容量 18200 MW ，保证出力 4990 MW ，多年平均年发电量 $846.8 \text{ 亿 kW} \cdot \text{h}$ ；右岸预留装机容量 $6 \times 700 \text{ MW}$ 的地下电站，建成后总装机容量达 22400 MW ；以交流 500 kV 向华中和川东供电，以直流 $\pm 500 \text{ kV}$ 输电方式向华东及广东送电。设有双线五级连续船闸和垂直升船机。大坝为混凝土重力坝，最大坝高 181 m 。

兴建三峡工程，是中华民族的百年梦想，我国几代人近一个世纪为此做了艰辛探索和艰苦实践。从20世纪50年代开始，国家就组织对三峡工程进行大规模科研、规划和勘测设计工作。1986~1989年又组织全国400多位专家对14个专题进行论证。1992年4月，全国人民代表大会七届五次会议审议通过了《关于兴建长江三峡工程的决议》。1993年施工准备，1994年12月枢纽工程正式开工，1997年11月完成以大江截流为标志的一期工程，2002年11月6日导流明渠截流成功，2003年6月1日下闸蓄水，6月16日永久船闸通航，7月10日首台机组发电，2005年底左岸电厂14台机组全部投产发电，现正进行右岸大坝及电站施工，按计划将于2009年建成。

坝址以上流域面积 100 万 km^2 ，多年平均流量 $14300 \text{ m}^3/\text{s}$ ，多年平均年径流量 4510 亿 m^3 ，多年平均年输沙量 5.3 亿 t 。主要建筑物按千年一遇洪水设计，万年一遇洪水加10%校核，相应洪峰流量分别为 $98800 \text{ m}^3/\text{s}$ 和 $124300 \text{ m}^3/\text{s}$ ；相应库水位分别为 175 m 和 180.4 m 。正常蓄水位 175 m ，相应总库容 393 亿 m^3 。防洪限制水位 145 m ，相应库容 171.5 亿 m^3 ，防洪库容 221.5 亿 m^3 。枯季消落低水位 155 m ，相应库容 228 亿 m^3 ，调节库容 165 亿 m^3 。死库容 171.5 亿 m^3 。电站设计水头 80.6 m ，最大水头 113 m ，最小水头 71 m 。

枢纽布置及主要建筑物见图1.10-13。

(1) 主坝。混凝土重力坝，全长 2309.5 m ，坝顶高程 185 m ，最大坝高 181 m 。坝基为坚硬完整的闪云斜长花岗岩。

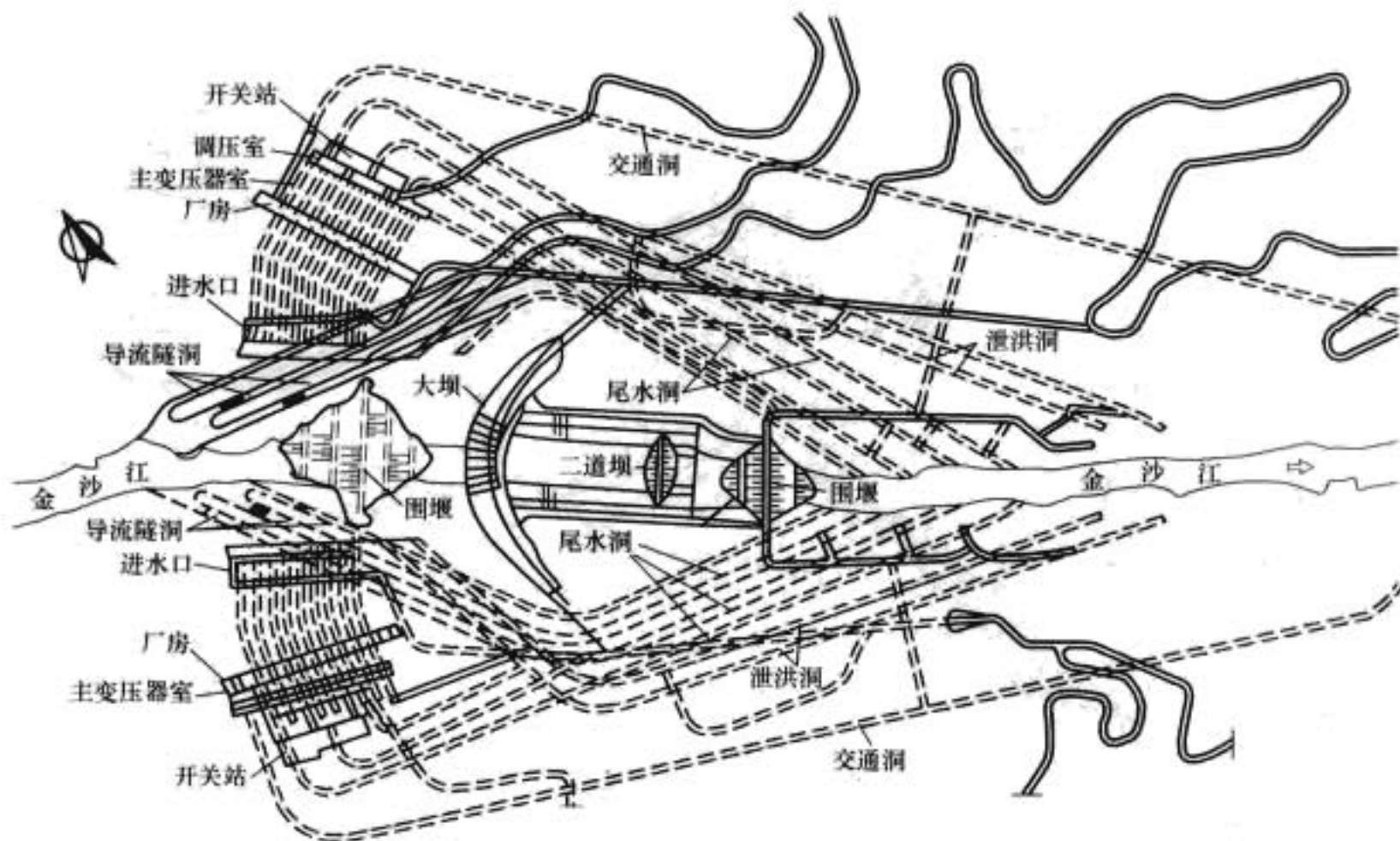


图 1.10-14 溪洛渡水电站平面布置图

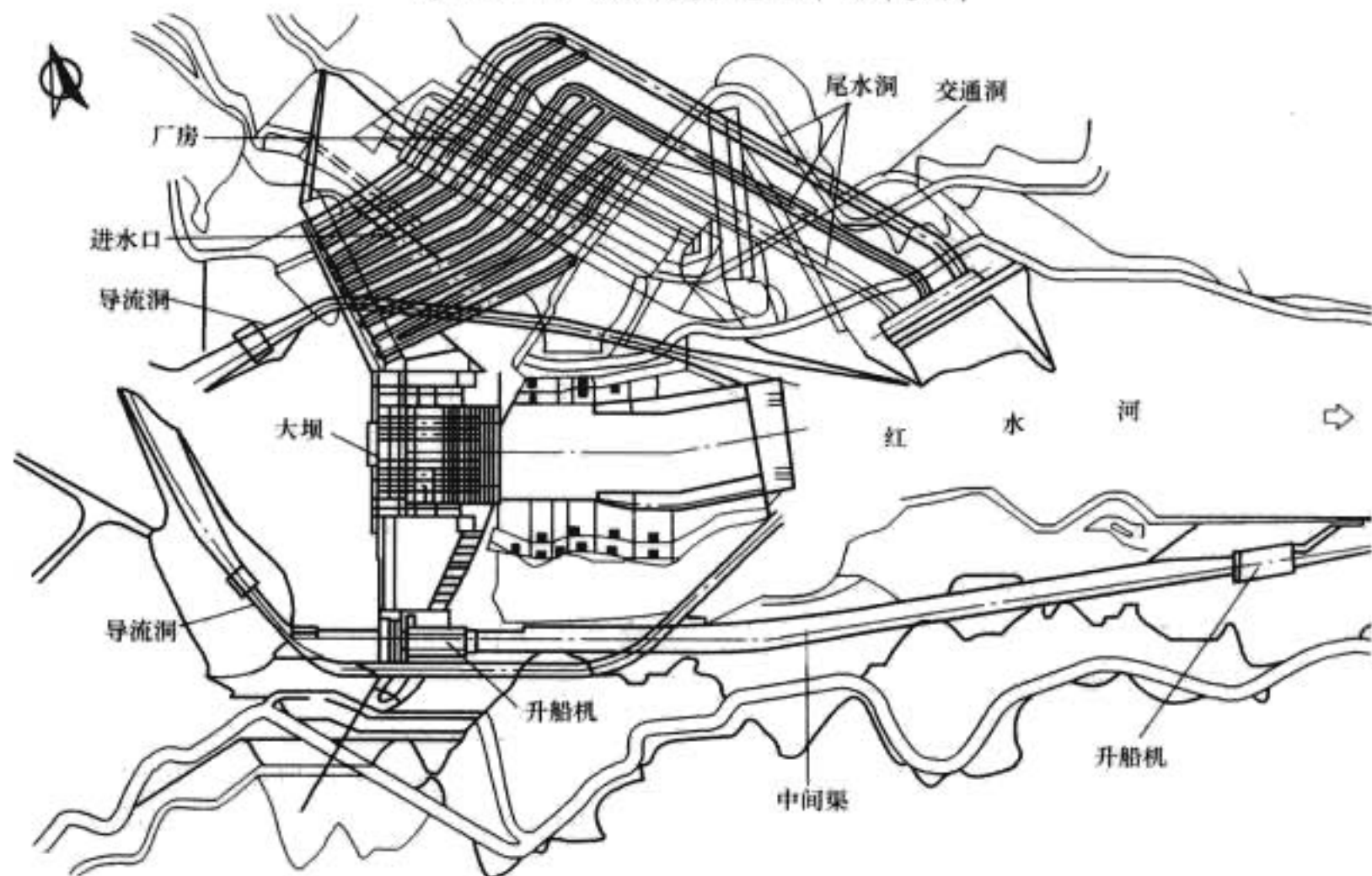


图 1.10-15 龙滩水电站平面布置图

量, 初期为 156.7 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$, 后期为 187.1 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。并入南方电网, 向广东、广西送电。大坝为碾压混凝土重力坝, 最大坝高, 初期为 192m, 后期 216.5m, 将为世界该类坝最高。主体工程于 2001 年 7 月正式开工, 计划 2007 年 7 月第一台机组发电, 2009 年完工。

坝址以上流域面积 9.85 万 km^2 , 多年平均流量 1630 m^3/s , 多年平均年径流量 514 亿 m^3 。采用 500 年一遇洪水 (27 600 m^3/s) 设计, 万年一遇洪水 (35 500 m^3/s) 校核。相应于正常蓄水位 375m 和 400m, 水库总库容为 183.5 亿 m^3 和 298.3 亿 m^3 , 死水位为 330m 和 340m, 调节库容为 111.5 亿 m^3 和 205.3 亿 m^3 , 防洪库容为 50 亿 m^3 和 70 亿 m^3 。水库调节性能, 初期为年调节, 后期为多年调节。电站设计水头 140m (水轮机额定水头), 最大水头初期 154m, 后期 179m, 最小水头初期 97m、后期 107m。

枢纽布置见图 1.10-15。

碾压混凝土大坝, 初期坝顶长 761.26m, 后期达 849.44m; 坝顶高程初期为 382m, 后期 406.5m; 最大坝高

初期为 192m, 后期 216.5m。坝基为砂岩、泥板岩。坝身设置 7 个 15m \times 20m 的表孔泄洪, 用弧门控制, 挑流消能。厂房为地下式, 主厂房尺寸为长 388.5m、宽 28.5m、高 74.4m, 为当今世界规模最大的地下式厂房。安装 9 台 (初期 7 台) 单机容量为 700MW 的混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 7.9m, 转速 107.1r/min。发电机为全空冷, 额定容量 777.8MVA, 功率因数 0.9, 额定电压 18kV, 为世界全空冷水轮发电机之最。单线二级垂直升船机, 总升程 181m, 也居世界之首。

工程采用围堰一次性拦断河床的隧洞导流方式。主体工程量为: 土石方明挖 1452 万 m^3 , 土石方填筑 708.6 万 m^3 , 石方洞挖 387 万 m^3 , 混凝土浇筑 652.2 万 m^3 , 钢筋、钢材及金属结构约 19.38 万 t。总投资 246.97 亿元。

1.2.4 小湾水电站

小湾水电站位于云南省南涧县与凤庆县交界的澜沧江干流上, 以发电为主, 兼有防洪、灌溉、水运, 拦沙等综合效益。电站装机容量 4200MW, 保证出力 1778MW, 多

年平均年发电量 189.9 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；并可增加下游已建的漫湾、大朝山两电站保证出力 782MW，年发电量 22.1 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。拟以 6 回 500kV 线路接入电网，是西电东送的主力电源之一。大坝为混凝土双曲拱坝，最大坝高 292m，为当今世界该类坝最高。工程于 2002 年 1 月开工，2004 年 10 月实现大江截流，计划 2009 年首台机组发电，2012 年全部建成。

坝址以上流域面积 11.33 万 km^2 ，多年平均流量 $1210\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均年径流量 382 亿 m^3 。采用 500 年一遇洪水 ($16\,700\text{m}^3/\text{s}$) 设计，万年一遇洪水 ($23\,600\text{m}^3/\text{s}$) 校核。水库总库容 150.43 亿 m^3 ，正常蓄水位 1240m，死水位 1166m，调节库容 98.96 亿 m^3 ，具有不完全多年调节性能。电站设计水头 216m，最大水头 251m，最小水头 164m。

枢纽布置见图 1.10-16。

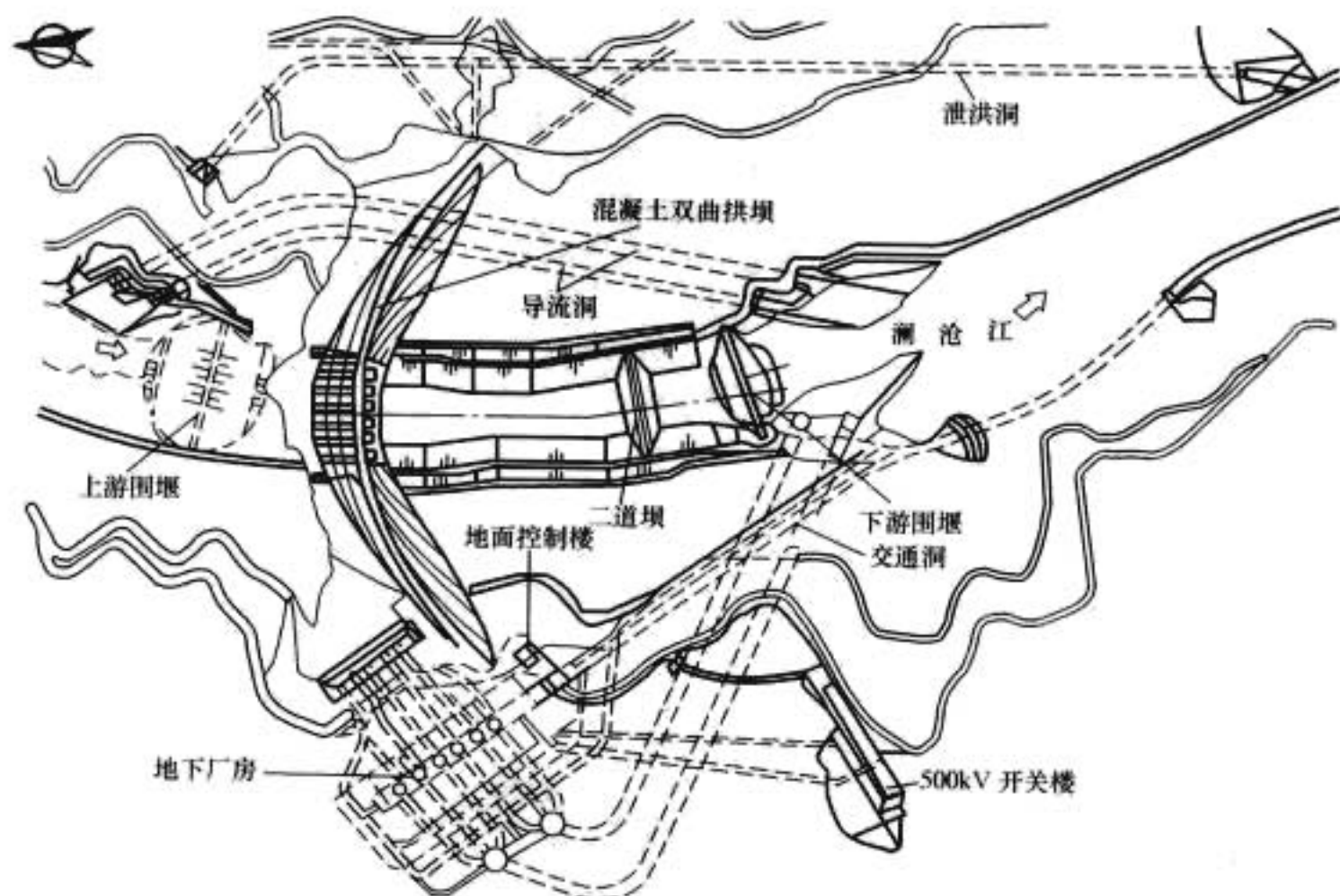


图 1.10-16 小湾水电站平面布置图

双曲拱坝坝顶中心弧长 892.40m，坝顶高程 1245m，最大坝高 292m，拱冠底厚 72.91m。坝基为黑云花岗片麻岩和角闪斜长片麻岩。坝身设置 5 个 $11\text{m} \times 15\text{m}$ 的表孔和 6 个 $6\text{m} \times 6.5\text{m}$ 中孔泄洪，左岸设 1 条泄洪隧洞，工作闸门尺寸为 $13\text{m} \times 13.5\text{m}$ ，出口挑流消能。

厂房为地下式，主厂房尺寸为长 298.1m、宽 30.6m、高 79.18m，安装 6 台单机容量为 700MW 的混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 6.6m，转速 150r/min，设有外径 8686mm、高 1460mm 的圆筒阀。发电机额定容量 777.8MVA，功率因数 0.9，额定电压 18kV。

工程采用土工膜心墙堆石围堰断流、隧洞导流方式。主体工程量为：土石方明挖 2708 万 m^3 （最大开挖边坡高约 700m），土石方填筑 160 万 m^3 ，石方洞挖 390 万 m^3 ，混凝土浇筑 1121 万 m^3 ，钢筋、钢材及金属结构约 26.9 万 t。总投资 277.31 亿元。

1.2.5 拉西瓦水电站

拉西瓦水电站位于青海省贵德县与贵南县交界的黄河干流上，以发电为主；装机容量 4200MW，保证出力 990MW，多年平均年发电量 102.23 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ；并入西北电网。大坝为混凝土双曲拱坝，最大坝高 250m。前期工程于 2001 年 10 月开工，2004 年 1 月截流，计划 2008 年月第一台机组发电，2010 年竣工。

坝址以上流域面积 13.2 万 km^2 ，多年平均流量 $659\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均年径流量 208 亿 m^3 。采用千年一遇洪水 ($4250\text{m}^3/\text{s}$) 设计，5 千年一遇洪水 ($6310\text{m}^3/\text{s}$) 校核。水库总库容 10.79 亿 m^3 ，正常蓄水位 2452m，死水位 2440m，调节库容 1.5 亿 m^3 ，为日调节。电站最大水头 220.0m，最小水头 192.0m，额定水头 205.0m。

枢纽布置见图 1.10-17。

对数螺旋双曲坝坝顶中心线长 459.6m，坝顶高程 2460m，最大坝高 250m，拱冠底厚 49m。坝基为中粒块状花岗岩。坝身设置 3 个 $13\text{m} \times 9.5\text{m}$ 的表孔和 2 个 $5.5\text{m} \times 6\text{m}$ 深孔泄洪，采用挑（跌）流消能。

厂房为地下式，主厂房尺寸为长 204m、宽 27.8m、高 72.84m，安装 6 台单机容量为 700MW 的混流式水轮发电机组。蜗壳采用传力垫层结构，不充水加压浇筑混凝土。水轮机转轮直径 6.9m，转速 142.8r/min。发电机额定容量 777.8MVA，功率因数 0.925，额定电压 18kV。

工程采用隧洞导流、基坑全年施工方式。主体工程量为：土石方明挖 568.36 万 m^3 ，石方洞挖 227.35 万 m^3 ，混凝土浇筑 368.18 万 m^3 ，钢筋、钢材及金属结构约 12.22 万 t。总投资 147.82 亿元。

1.2.6 瀑布沟水电站

瀑布沟水电站位于四川省汉源县和甘洛县境内的大渡河干流上；以发电为主，兼有防洪、拦沙等综合效益；装机容量 3300MW，保证出力 926MW，多年平均年发电量 145.8 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ，并入四川电网。大坝为砾石土心墙堆石坝，最大坝高 186m。主体工程于 2004 年 3 月正式开工，计划 2009 年 5 月首台机组发电，2011 年竣工。

坝址以上流域面积 6.85 万 km^2 ，多年平均流量 $1230\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均年径流量 388 亿 m^3 。采用 500 年一遇洪水 ($9640\text{m}^3/\text{s}$) 设计，可能最大洪水 ($14\,200\text{m}^3/\text{s}$) 校核。水库总库容 53.9 亿 m^3 ，正常蓄水位 850m，死水位 790m，调节库容 38.8 亿 m^3 ，调洪库容 10.56 亿 m^3 ，具有季调节性能。电站设计水头 148m，最大水头 181.7m，最小水头 114.3m。

枢纽布置见图 1.10-18。

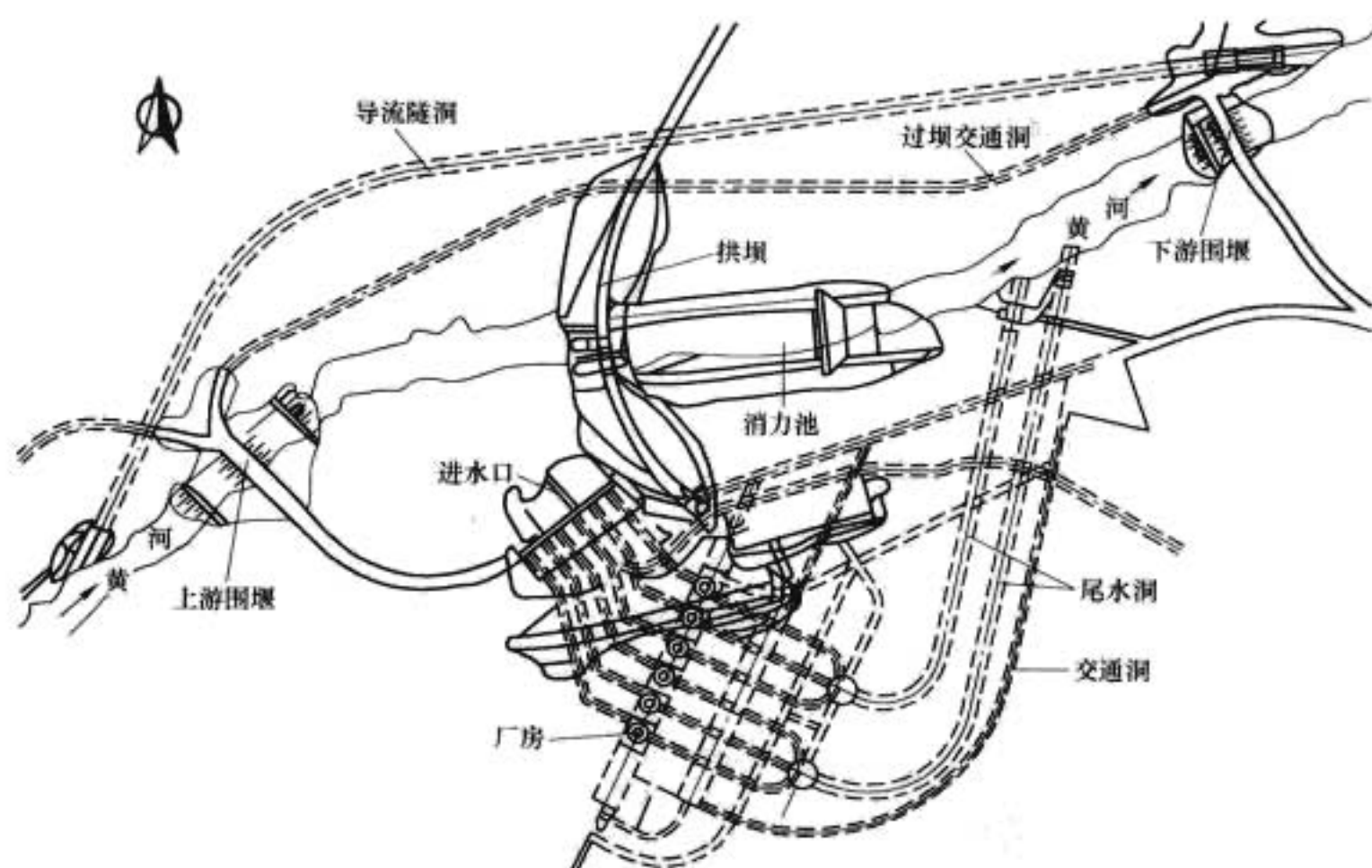


图 1.10-17 拉西瓦水电站平面布置图

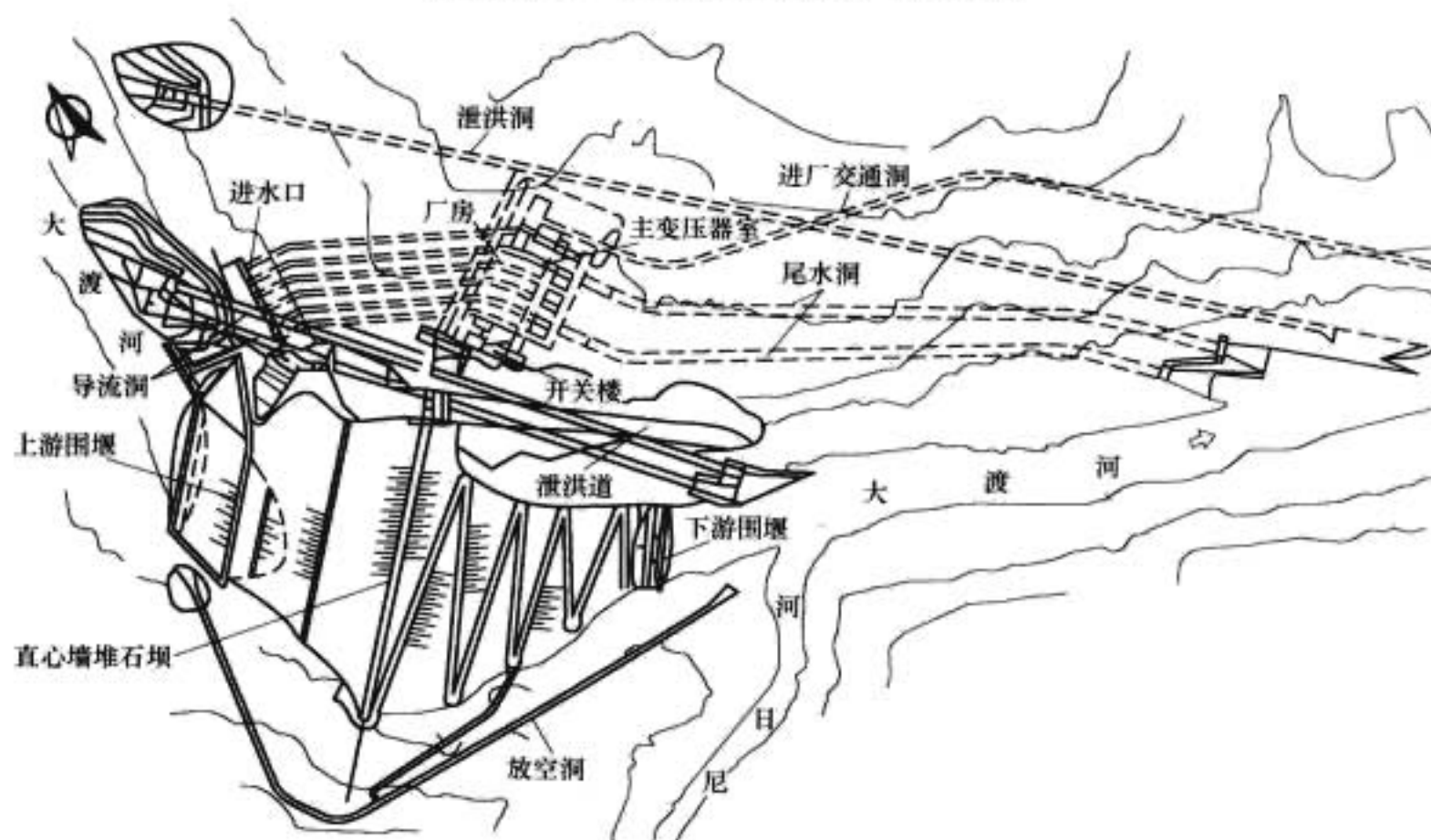


图 1.10-18 瀑布沟水电站平面布置图

砾石土心墙堆石坝坝顶长 573m，坝顶高程 856m，最大坝高 186m。坝基为 75m 深覆盖层。设岸边溢洪道，分 3 个 12m×16m 闸孔，挑流消能；并设 1 条 12m×15m 泄洪隧洞。

厂房为地下式，主厂房尺寸为长 294.1m、宽 26.8m、高 70.1m，安装 6 台单机容量为 550MW 的混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 6.8m，转速 125r/min。发电机最大容量 666MVA，功率因数 0.9。

主体工程量为：土石方开挖 1421.6 万 m³，土石方填筑 2372.5 万 m³，混凝土浇筑 197.2 万 m³，钢筋、钢材及金属结构约 6.72 万 t。总投资 199.33 亿元。

2 国外著名水电站简介

2.0.1 伊泰普水电站

伊泰普水电站是 20 世纪世界上已建成的最大水电站，位于南美洲巴拉那河中游巴西与巴拉圭两国的边界河段上，装机容量 12 600MW，年发电量 710 亿 kW·h，保证出力

7070MW。主坝为双支墩坝，最大坝高 196m。该工程由巴西和巴拉圭两国共建，所发电量由两国分享。工程于 1974 年开始准备，1975 年 10 月开工，1978 年 10 月截流，1984 年开始发电，1992 年装完 18 台机组，总工期 18 年。

坝址以上流域面积 82 万 km²，多年平均年径流量 2860 亿 m³，平均年输沙量 4500 万 t。水库正常蓄水位 220m，相应库容 290 亿 m³，死水位 197m，调节库容 190 亿 m³。连同其上游已建的干支流水库，共计调节库容 1265 亿 m³，库容调节系数为 0.44，调节性能良好。

枢纽布置见图 1.10-19。坝址区基岩主要为厚层玄武岩，夹有多孔杏仁状玄武岩和角砾岩互层，没有大的断层发育，地质条件较好。主坝为双支墩坝，长 800m，坝顶高程 225m。左侧重力式导流控制坝段长 170m，接左翼单支墩大头坝 264m，再接堆石坝 1984m 和土坝 2294m 与左坝肩相连。右翼弧形单支墩大头坝，长 986m，接岸边溢洪道 390m，再接土坝 872m 与右坝肩相连。挡水前沿总长 7760m，留有扩大装机和备建船闸的位置。溢洪道设 14 孔溢洪孔，孔宽 20m，高 21.3m。主坝和导流坝段共设 18 个

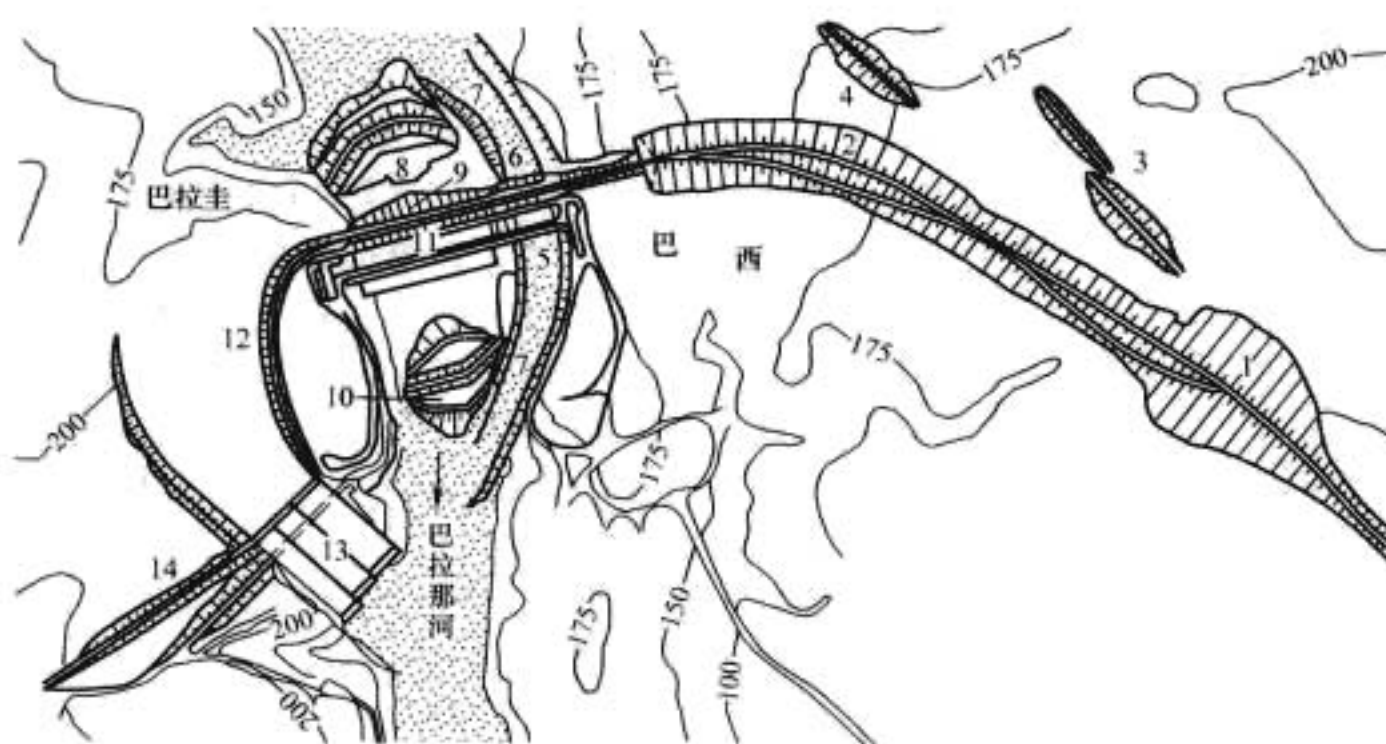


图 1.10-19 伊泰普水电站平面布置图

1—左岸土坝；2—堆石坝；3、4—堤；5—导流明渠；6—导流控制坝段；7—混凝土拱形围堰；8—上游围堰；9—双支墩主坝；10—下游围堰；11—发电厂房；12—单支墩大头翼坝；13—岸边溢洪道；14—右岸土坝

进水口，18条压力钢管，直径为10.5m，采用背管布置，外包钢筋混凝土。

厂房长968m，宽99m，高112m，内装18台水轮发电机组，单机容量700MW。设有两个安装间和两个控制室。混流式水轮机额定水头118.4m，转轮直径8.65m，额定流量 $645\text{m}^3/\text{s}$ ，最高保证效率94%~95%。两国电力频率不同，属巴西的9台发电机为60Hz，属巴拉圭的9台为50Hz。转速分别为92.3r/min和90.9r/min。

巴西所属机组的电力，升压后用3回765kV输电线路，经889km送给巴西的圣保罗市附近变电所。巴拉圭所属机组的电力升压至500kV后，一部分由500kV/230kV自耦变压器引出的1回230kV输电线路送给巴拉圭首都亚松森，其余用2回±600kV直流输电线路，分别经785km和806km，送至圣保罗市，出售给巴西。

工程量和造价：土石方工程量为9245万 m^3 ，混凝土工程量1180万 m^3 。1974年提出的可行性报告所列直接工程费用为23.5亿美元，连同施工期利息等共计31亿美元。随着通货膨胀和施工期利息的增加，使投资数不断增长，至1991年竣工时，总投资达234亿美元，单位投资1875美元/kW。

2.0.2 古里水电站

古里水电站又名拉乌·利欧尼水电站(Raul Leoni hydropower station)，位于委内瑞拉东部的卡罗尼(Caroni)河上，在首都加拉加斯东南约600km。卡罗尼河是南美洲第二大河奥里诺科河的支流，古里水电站坝址位于卡罗尼河河口以上95km处。工程分两期开发。初期装机容量2660MW。二期续建达到9100MW，年发电量510亿kW·h。所发电力除供应附近的圭亚那工业区外，送往首都加拉加斯，接入国家电力系统。采用400kV和800kV输电。大坝为混凝土重力坝，初期最大坝高110m，1984年加高到162m。还留有位置供进一步扩建。

初期工程于1963年开工，1968年投产3台机组，装机容量540MW。1969年至1977年间续装7台机组，1号厂房总装机容量达2660MW。1976年开始二期工程，1984年二期机组开始发电，1986年2号厂房的10台大机组投产，总容量6100MW。初期工程的机组，因水头提高，总容量提高到3000MW。1号和2号厂房共计装机9100MW(2号厂房10台大机组额定水头下单机额定出力610MW，最大水头下单机最大出力730MW，因此，有的文献把古里水电站的最

终装机容量定为10300MW)。

坝址以上流域面积8.5万 km^2 。流域内平均年降水量2000mm，多年平均年径流量1537亿 m^3 。流域内森林覆盖率达74%，泥沙很少。实测最大流量17000 m^3/s ，计算可能最大洪峰流量48100 m^3/s ，23天洪量455亿 m^3 。初期正常蓄水位215m，相应库容170亿 m^3 ，死水位195m，调节库容111亿 m^3 。最大水头92m。二期正常蓄水位抬高至270m，总库容增至1350亿 m^3 ，死水位240m，调节库容增至854亿 m^3 ，库容系数由0.07提高到0.56。电站设计水头130m，最大水头146m。

枢纽布置见图1.10-20。坝址基岩为坚硬的花岗片麻岩。主坝初期顶长846m。其中溢流坝段长184m，设9个溢流孔，每孔宽15.24m，高20.76m。溢洪道分3道泄槽，槽间用混凝土墙隔开，加高大坝时，1道泄槽施工，其余2道泄槽可供泄洪。右岸土石坝长220m。二期施工时作上游围堰用。离右坝肩1400m处，利用堰口建自溃式非常溢洪道，可泄洪10000 m^3/s 。主溢洪道右侧为1号厂房的进水口坝段，在大坝与厂房之间留出位置，以便二期加高大坝时向下游方向加厚坝体。

二期工程包括：加高混凝土重力坝52m，最大坝高达162m，大坝顶长相应增长至1426m；增建右岸土石坝长

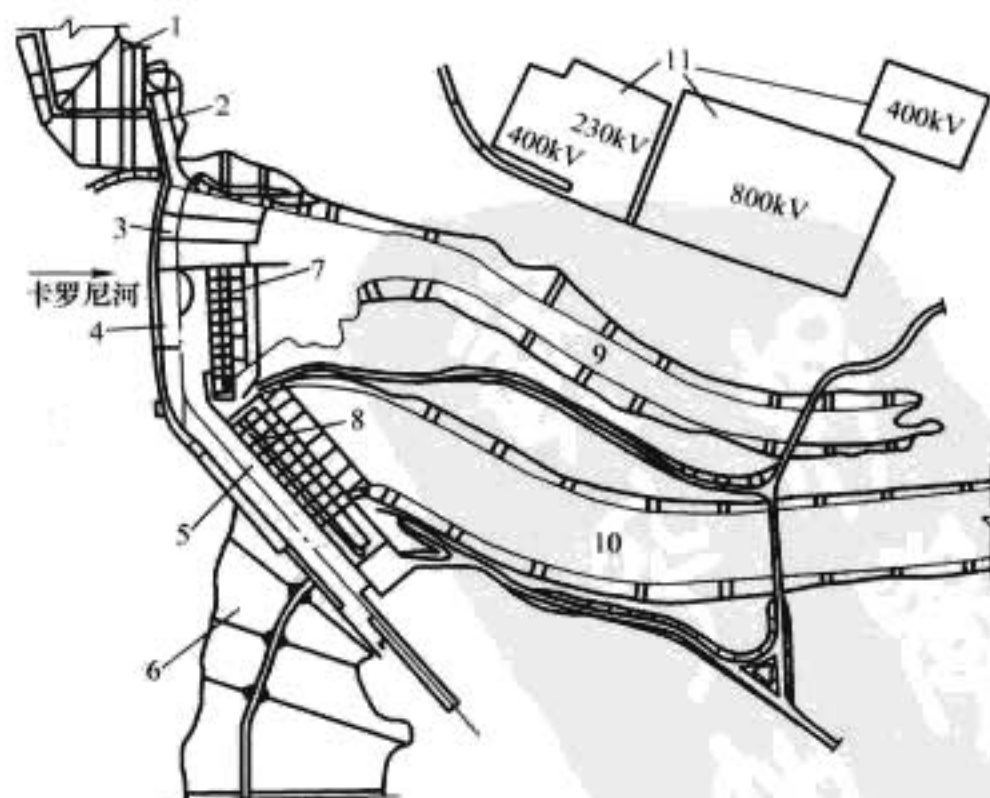


图 1.10-20 古里水电站枢纽布置图

1—左岸土石坝；2—左岸重力坝；3—溢洪道；4—右岸上重力坝；5—重力坝加长段；6—右岸土石坝；7—1号厂房；8—2号厂房；9—1号尾水渠；10—2号尾水渠；11—开关站

4000m, 最大坝高 97m; 增建左岸土石坝长 2000m, 最大坝高 102m; 增建水库边缘垭口副坝多座, 共长 32 000m, 最大坝高 45m; 分期加高溢洪道 3 道泄槽, 升高堰顶 55m; 增建 2 号厂房; 增建 10 个进水口, 安装 10 条直径为 10.5m 的压力钢管及 10 台单机容量为 610MW 的大机组; 开挖修建 2 号尾水渠。

机电设备, 安装有 5 种单机容量的混流式水轮发电机组, 2 号厂房的 10 台大水轮机转轮直径 7.2m, 转速 112.5r/min, 额定水头 130m 时, 流量 $512\text{m}^3/\text{s}$, 额定出力 610MW, 水头 146m 时最大出力 730MW。发电机额定容量 700MVA, 最大容量 805MVA。每台发电机接 3 台 268.5MVA 单相变压器组成的发电机—变压器单元组, 升压至 400kV 和 800kV。

一期工程工程量: 土石方开挖 767 万 m^3 , 土石方填筑 347 万 m^3 , 混凝土浇筑 174 万 m^3 。二期工程量: 土石方开挖 1433 万 m^3 , 土石方填筑 8543 万 m^3 , 混凝土浇筑 671 万 m^3 。

2.0.3 大古力水电站

大古力水电站位于美国西北部哥伦比亚河干流上。初期建有第一和第二厂房, 装机容量 1974MW, 年发电量 146 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。20 世纪 70 年代增建第三厂房, 进行扩建, 并对初期安装的机组扩容, 加上安装 6 台抽水蓄能机组, 使总装机容量达到 6494MW, 年发电量 248 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。计划进一步扩建, 使最终规模达到 9104MW。电站初期以 220kV 高压输电线路接入邦纳维尔电力系统, 扩建后改用 500kV 超高压输电。电站除发电外, 还有提水灌溉、防洪、调节径流、旅游等综合利用效益。主坝为混凝土重力坝, 最大坝高 168m。工程于 1933 年开工, 1941 年开始发电, 初期工程于 1951 年完成。1967 年开始扩建, 1975 年第一台扩建机组发电, 1979 年完成。

坝址以上流域面积 19.2 万 km^2 , 平均年径流量 963 亿 m^3 。正常蓄水位 393m, 相应库容 118 亿 m^3 。死水位 368m, 调节库容 64.5 亿 m^3 , 连同上游干支流水库调节系数达 0.47, 可进行多年调节。最大水头 108.2m, 设计水头 86.9m。

枢纽布置见图 1.10-21。坝址基岩为花岗岩, 混凝土重力坝连同扩建的前池坝总长 1592m。河床中部为溢流坝, 左右侧设第一和第二厂房, 左岸为提水灌溉的抽水站, 右岸为扩建的第三厂房。

溢流坝顶设 11 个溢流孔, 各孔宽 41m, 高 8.5m, 用鼓形闸门控制, 泄洪能力为 $28\,300\text{m}^3/\text{s}$ 。溢流坝右侧 7 孔溢流孔宽度的坝体内, 设有 60 个泄水孔, 孔径 2.6m, 分 3 层布置, 泄流能力 $7790\text{m}^3/\text{s}$ 。溢流坝下采用消力戽消能。

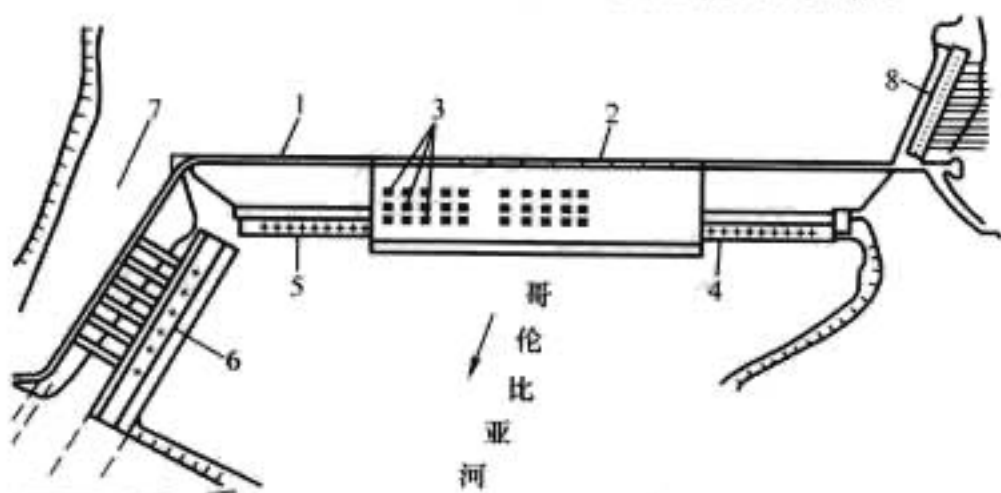


图 1.10-21 大古力水电站平面布置示意图

- 1—混凝土重力坝; 2—溢流坝; 3—泄水孔;
4—第一发电厂; 5—第二发电厂; 6—第三发电厂;
7—扩建的前池; 8—抽水站

第一和第二厂房内各安装 9 台混流式水轮发电机组, 单机容量 108MW, 20 世纪 70 年代更换发电机绕组, 出力提高到 125MW。第一厂房内还装有 3 台厂用机组, 单机容量 10MW。第三厂房内安装单机容量 600MW 和 700MW 的机组各 3 台, 其单机最大出力分别为 730MW 和 827MW。第三厂房前池坝的下游端留有余地, 以备进一步扩建。

抽水站内安装 12 台机组, 前 6 台为电动水泵, 后 6 台为抽水蓄能机组, 共计电动机功率 590MW, 利用大古力水电站所发电力从大古力水库内抽水, 抽水扬程 85~110m, 抽水能力 $611.6\text{m}^3/\text{s}$, 提水灌溉哥伦比亚河左岸干旱高地 44.3 万 hm^2 。利用岸上调节水库调蓄, 抽水蓄能机组可提供调峰容量 314MW。

初期工程工程量: 开挖土方 1570 万 m^3 , 石方 160 万 m^3 , 混凝土量 809 万 m^3 ; 扩建工程, 挖除 79m 长的原坝体混凝土 23 657 m^3 , 开挖土方 1379 万 m^3 , 石方 380 万 m^3 , 浇筑混凝土 109 万 m^3 。

初期工程按 1948 年估价, 包括灌区建设, 总投资 4.87 亿美元, 其中发电分担 1.14 亿美元。1977 年计划将电站扩建至 6494MW, 灌区发展至 44.3 万 ha, 总投资增加到 28 亿美元, 其中发电分担 7.81 亿美元。

2.0.4 拉格朗德二级水电站

拉格朗德二级水电站位于加拿大魁北克省北部詹姆斯湾 (James Bay) 拉格朗德河下游。初期装机容量 5328MW, 年发电量 358 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。通过 735kV 超高压输电线路送至蒙特利尔地区。输电距离 1100km。主坝为斜心墙堆石坝, 最大坝高 168m。1971 年成立詹姆斯湾开发公司, 开始施工准备, 1973 年地下工程开工, 1979 年开始发电, 至 1982 年 16 台 333MW 机组全部装完, 总工期 9 年。1989 年进行二期工程, 再装 6 台 333MW 机组, 1992~1993 年投入, 使电站的总容量达到 7326MW。

拉格朗德河总流域面积 9.8 万 km^2 , 平均年降水量 750mm, 多年平均年径流量 536 亿 m^3 。另从相邻的卡涅皮斯科 (Canapiscou) 河和伊斯特门 (Eastmain) 河跨流域引水 391 亿 m^3 , 使总年径流量达 927 亿 m^3 。拉格朗德二级水电站坝址在河口以上 117km 处, 多年平均流量 $2920\text{m}^3/\text{s}$ 。正常蓄水位 175.3m, 相应库容 617 亿 m^3 , 死水位 167.3m, 调节库容 193.6 亿 m^3 。连同上游拉格朗德三级、四级和卡涅皮斯科河的几座大水库, 总调节库容达 935 亿 m^3 , 库容系数达 1.01, 可进行多年调节。电站最大水头 142m。库区移民和淹没损失很少。

枢纽布置见图 1.10-22。主坝坐落在花岗岩基岩上, 全

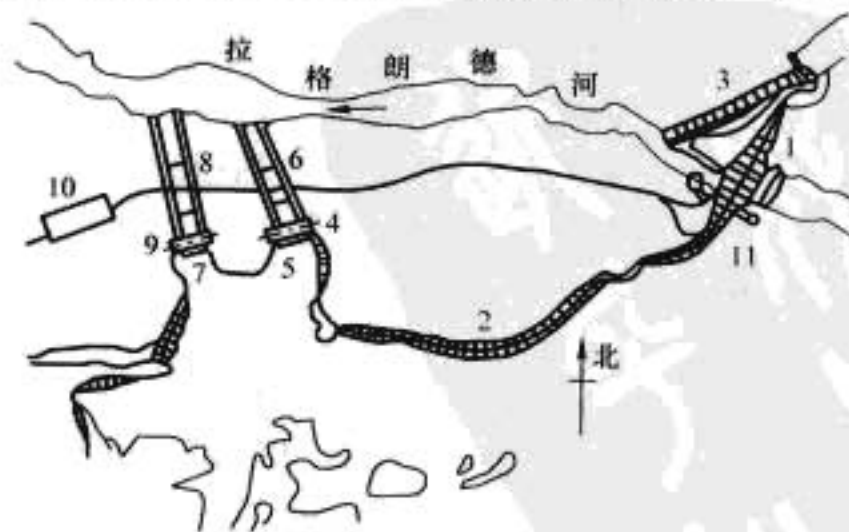


图 1.10-22 拉格朗德二级水电站布置图

- 1—主土石坝; 2—副坝; 3—岸边溢洪道; 4—一期地下厂房; 5—一期进水口; 6—一期尾水洞; 7—二期进水口; 8—二期尾水洞; 9—二期地下厂房;
10—开关站; 11—导流隧洞

长2854m。沿水库周边建副坝30座,共长21km。在主坝右侧建溢洪道,设8个溢流孔,孔口尺寸宽20m,高12m,泄槽长1750m,尾部用鼻坎挑流入河。

一期地下厂房位于主坝左侧,经16条直径8m的压力斜洞引水入地下厂房。主厂房长483.4m,宽26.5m,高47.3m,是20世纪世界上最大的地下厂房,安装16台单机容量333MW混流式水轮发电机组。厂房的下游侧设尾水调压室,长451m,宽22m,高45m。其后为4条尾水隧洞,马蹄形断面,宽13.7m,高19.8m,长1220m,二期地下厂房布置在一期地下厂房西1km处,主厂房长221.5m,宽25.3m,高34.5m,安装6台同容量机组。一期和二期水轮机,额定水头分别为137.2m和138.5m,转轮直径分别为5.6/5.4m和6.1m,额定转速分别为133.3r/min和150r/min,过流量 $270\text{m}^3/\text{s}$,额定出力338MW。水轮机进口用圆筒阀控制,直径7.6m。发电机额定容量370MVA,功率因数0.9,频率60Hz,电压13.8kV。一期地下厂房机组用电缆经16个直径3.4m的电缆井引至地面变压器。二期地下厂房机组通过布置在地下的变压器升压至315kV,然后经电缆井引至屋外开关站。

主要工程量:主坝土石填方2300万 m^3 ,副坝填方2500万 m^3 ,溢洪道进水口石方明挖840万 m^3 ,导流隧洞石方洞挖86万 m^3 ,一期地下厂房系统石方280万 m^3 ,二期地下厂房开挖覆盖层72.9万 m^3 ,石方271.2万 m^3 。

2.0.5 萨扬—舒申斯克水电站

萨扬—舒申斯克水电站是俄罗斯已建成的最大水电站,位于俄罗斯西伯利亚叶尼塞河上游的萨扬峡谷出口,舒申斯克村附近。电站总装机容量6400MW,保证出力2100MW,多年平均年发电量235亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$,以500kV超高压输电线与西伯利亚联合电力系统相连接。电站除发电外,还有航运效益。大坝为混凝土重力拱坝,最大坝高245m。工程于1968年9月开工兴建,1978年12月第一台机组发电,1987年全部机组安装完毕。

坝址以上流域面积18万 km^2 ,多年平均年径流量467亿 m^3 。正常蓄水位540m,相应库容313亿 m^3 ,回水长度290km。死水位500m,调节库容153亿 m^3 ,库容系数为0.33,可进行季调节。大坝按万年一遇洪水设计,洪峰流量 $15900\text{m}^3/\text{s}$ 。

枢纽布置见图1.10-23。坝址地层由前寒武系坚硬的结晶片岩组成,抗压强度达150MPa。电站枢纽包括大坝和厂房等建筑物,远景规划拟增建升船机。

重力拱坝坝顶长1066m,坝顶高程547m,最大坝厚100m,曲率半径600m。沿坝顶自右至左分为4部分:右岸非溢流坝段、溢流坝段、厂房坝段、左岸非溢流坝段。坝基帷幕灌浆深度100m。溢流坝设有11个溢流孔,每孔宽5m,设计泄洪量 $13600\text{m}^3/\text{s}$,下游设消力池。

坝后式厂房平面亦呈弧形,长288m,内装10台单机容量为640MW的立轴混流式水轮发电机组。压力钢管内径7.5m,以背管方式布置在坝体下游面。水轮机转轮直径6.77m,转速142.8r/min,额定水头194m,流量 $358\text{m}^3/\text{s}$,额定出力650MW,重156t,采用耐空蚀不锈钢制造。发电机为伞式,额定电压15.75kV,额定容量711MVA,最大容量736MVA,转子采用强制风冷,定子采用水内冷。采用晶闸管励磁。2台机组连接1组容量为1599MVA的单相变压器组,形成扩大单元接线,升压至500kV。

电站在施工阶段采取了两项提前发电措施,使6台机组在大坝浇筑尚未达到正常发电高程时,先后提前发电。一是在坝体较低的3个高程上设置6个临时进水口,供先期引水

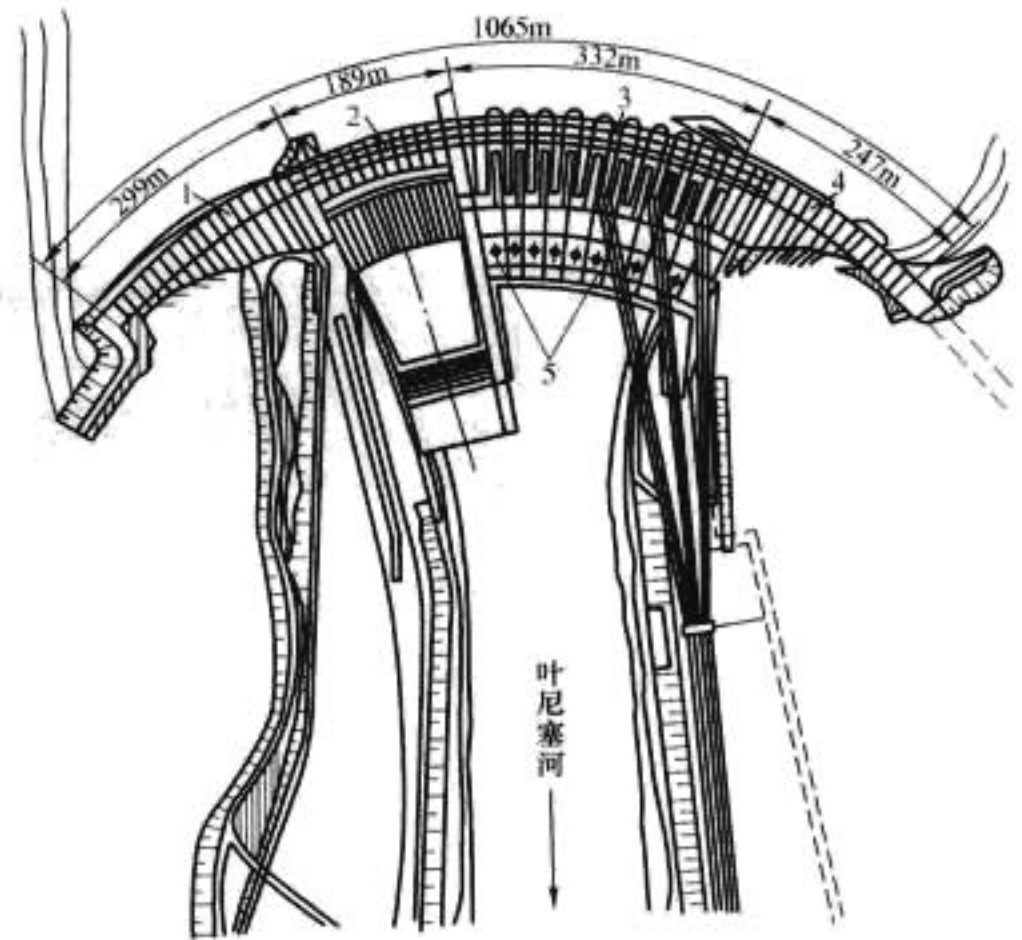


图 1.10-23 萨扬—舒申斯克水电站布置图

1—右岸非溢流坝; 2—溢流坝; 3—厂房坝段;
4—左岸非溢流坝段; 5—水电站厂房

发电。二是首批投运的2台机组采用直径为6.05m的临时转轮,在水头60~140m的范围内发电,出力分别为155MW和400MW,当水库水位超过460m高程后,再更换正式转轮。由于提前发电的安排,1978年至1987年,电站共发电970亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。

主要工程量:土方开挖量1082万 m^3 ,石方开挖616万 m^3 ,土石方填方1172万 m^3 ,混凝土总方量979万 m^3 ,金属结构和设备安装10.1万t。施工时配备有年产120万 m^3 和60万 m^3 的混凝土拌和楼各1座,最高年浇筑量为120万 m^3 。

2.0.6 克拉斯诺雅尔斯克水电站

位于苏联西伯利亚叶尼塞河干流上,总装机容量6000MW,多年平均年发电量204亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$,以220kV和500kV电压输电线路向西伯利亚联合电力系统送电。除发电外,还有航运及防洪效益。主坝为混凝土重力坝,最大坝高124m。1956年开始施工准备,1961年开始浇筑混凝土,1962年截流,1967年11月头2台机组发电,1971年第四季度12台机组全部投入运行。升船机于1976年完成安装,试运行10年后,由航运部门验收。

坝址以上流域面积28.9万 km^2 ,多年平均年径流量884亿 m^3 。正常蓄水位243m,相应库容733亿 m^3 ,水库回水长340km,水库面积2000 km^2 。死水位225m,调节库容304亿 m^3 ,库容系数0.34,连同上游萨扬—舒申斯克水库合计库容系数0.52,可进行多年调节。水电站设计水头93m,最大水头100.5m。

枢纽布置见图1.10-24。坝址基岩为坚硬花岗岩。电站枢纽由混凝土重力坝、坝后式厂房和左岸斜面升船机等建筑物组成。

重力坝坝顶长1065m,自左向右为:左岸非溢流坝、溢流坝、河床非溢流坝、厂房坝段、右岸非溢流坝。坝基帷幕灌浆深度为60m。溢流坝设7个溢流孔口,孔宽25m,高12.5m,泄槽末端设挑流鼻坎,将水流挑离至坝趾以下140m的河床内。

厂房坝段上游侧设24个发电进水口,下游侧为坝后式厂房。每个进水口后接1条高压引水钢管,管径7m,外包钢筋混凝土,采用背管方式布置。每2条引水钢管在机组上游侧合并成1条,向1台水轮机供水。坝后式厂房高18m,

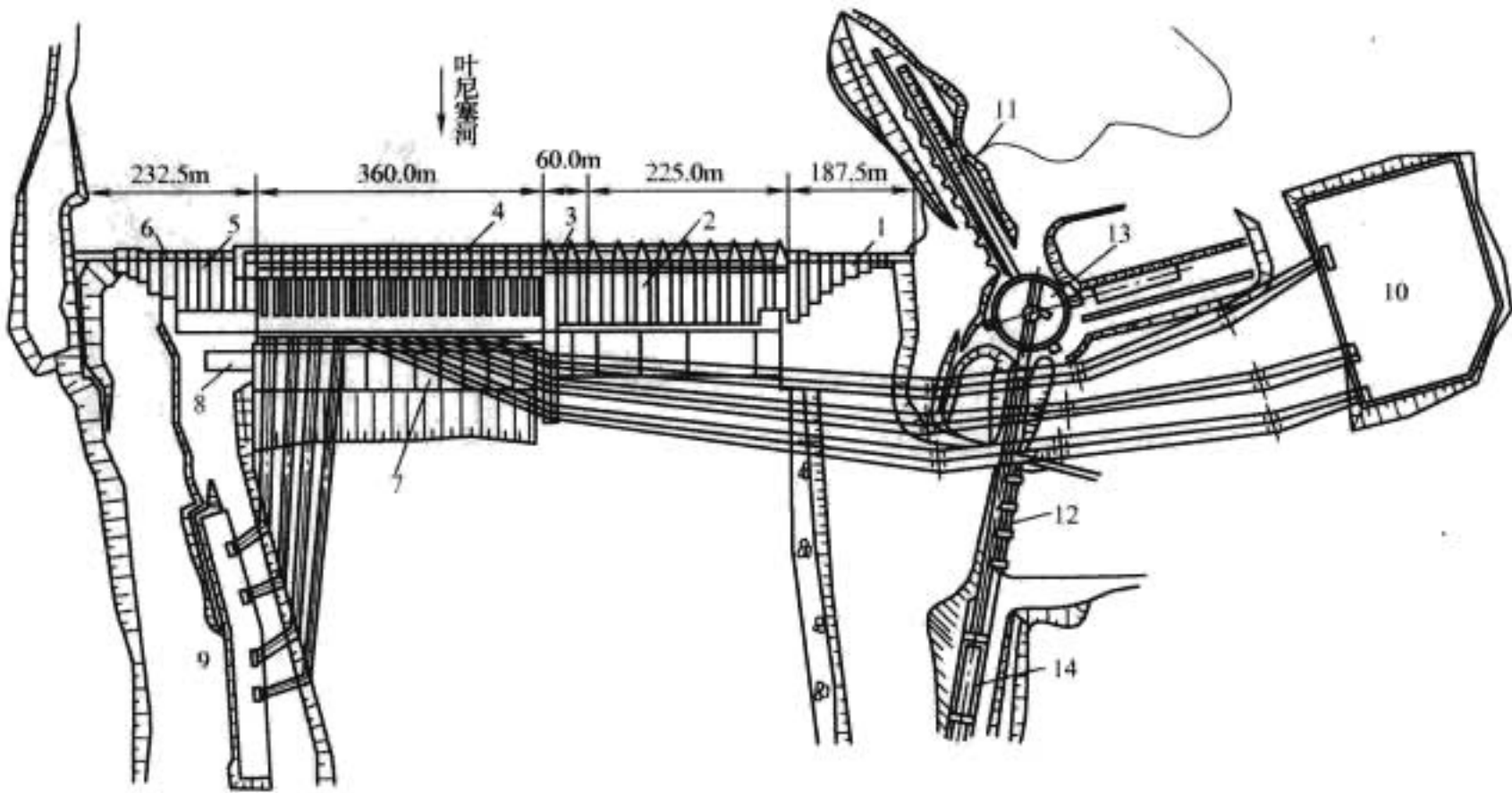


图 1.10-24 克拉斯诺雅尔斯克水电站枢纽平面布置图

1—左岸非溢流坝段；2—溢流坝；3—河床非溢流坝；4—厂房坝段；5—右岸河床非溢流坝；
6—右岸非溢流坝段；7—厂房；8—安装场；9—220kV 开关站；10—500kV 开关站；11—上游行船道；
12—下游行船道；13—转向装置；14—承船厢

宽 30m，长 430m，其中包括安装场 60m。1964 年发现厂房坝段坝基岩石内有缓倾角裂隙分布后，及时改变了厂房坝段和厂房水下部分的结构设计，增加坝下游棱体深度，使坝的水平载荷由坝体、压力钢管镇墩和厂房共同承担。

斜坡升船机设于左岸，由下游引船道、上游引船道、承船厢、斜坡道和坝顶转向装置组成，其升船能力为 2000t。

厂房内安装 12 台 500MW 混流式水轮发电机组。水轮机转轮直径 7.5m，额定转速 93.8 r/min。伞式发电机最大容量 588MVA，转子直径 16.1m，风冷，定子采用水内冷。发电机功率因数 0.85，电压 15.75kV，采用晶闸管励磁。220kV 开关站布置在右岸厂房下游，500kV 开关站在左岸船闸转向装置右侧。

工程量：土方开挖 534 万 m³，石方开挖 764 万 m³，土石方回填 724.8 万 m³，混凝土和钢筋混凝土 552.2 万 m³，金属结构和机械设备安装 7.0 万 t。

2.0.7 卡博拉巴萨水电站

卡博拉巴萨水电站位于非洲东南部莫桑比克境内赞比西

河中游，以发电为主，兼有灌溉和航运效益，设计装机容量 4150MW，年发电量 205 亿 kW·h。工程分期建设。初期装机 2075MW，大部分电力用 2 回 ±533kV（初期按 ±266kV 运行）直流输电线送电至南非的约翰内斯堡，距离 1414km。主坝为混凝土双曲拱坝，最大坝高 171m。工程由葡萄牙帮助设计和建设。工程于 1968 年 11 月开始施工准备。1969 年 10 月正式开工，1975 年 4 月开始发电，1979 年初期工程竣工，总工期 10 年。

坝址以上流域面积 90 万 km²，多年平均流量 2750 m³/s，多年平均年径流量 868 亿 m³。水库正常蓄水位 326m，回水长 250km，至莫桑比克与赞比亚的国境，水库面积 2580km²，相应库容 630 亿 m³。死水位 295m，调节库容 517.5 亿 m³，库容系数为 0.60。连同上游干流的卡里巴（Kariba）水库和支流卡富埃河伊太齐（Itzehitezi）水库，共计调节库容 1008 亿 m³，库容系数达 1.16，可进行多年调节。水电站最大水头 127m，设计水头 103.5m。

枢纽布置见图 1.10-25。

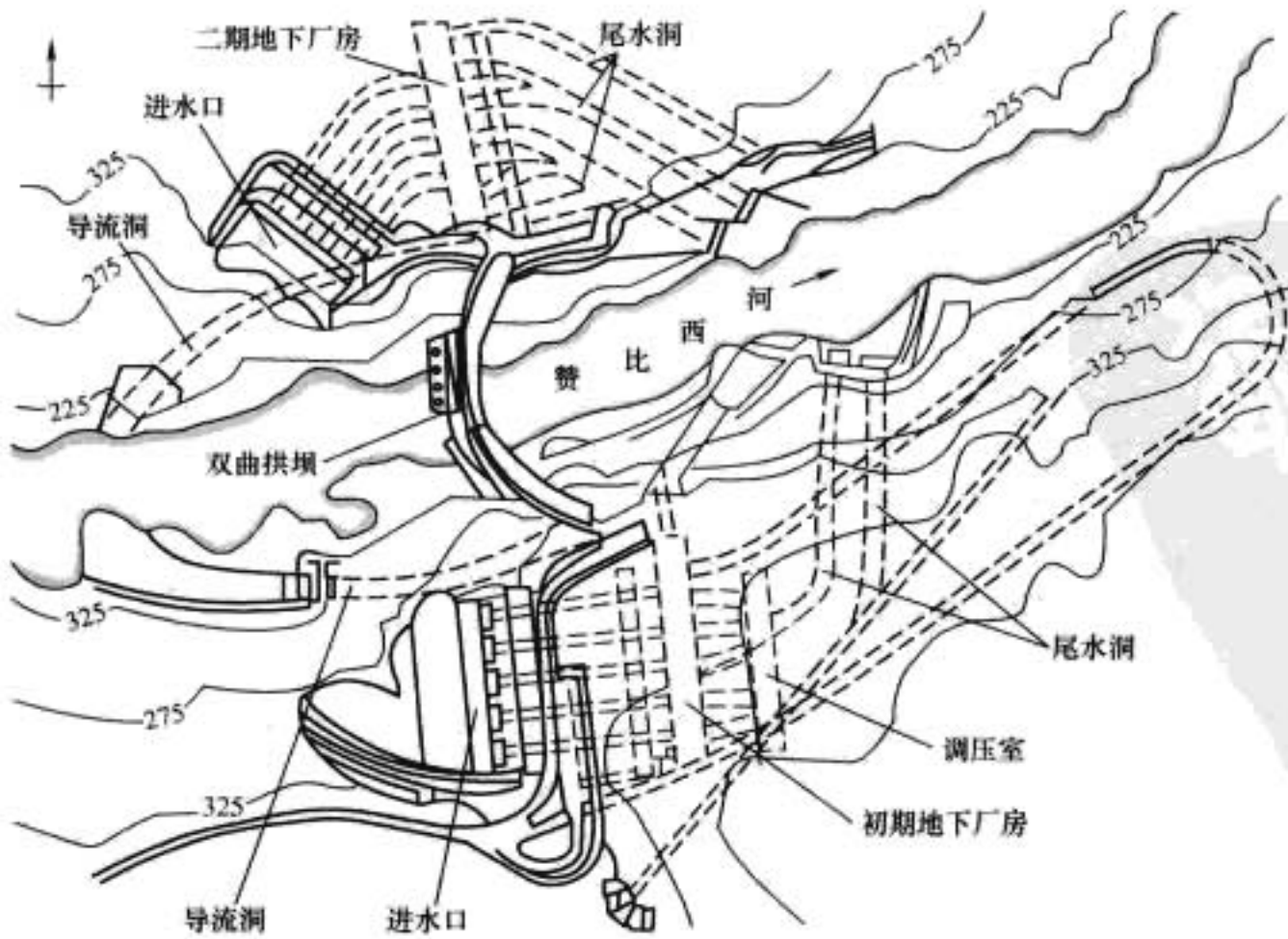


图 1.10-25 卡博拉巴萨水电站平面布置图

坝址基岩为良好的粗晶花岗片麻岩。双曲拱坝坝顶长321m, 顶厚4m, 底厚23m。在坝顶以下100m处设8个深孔, 末端设挑流坎, 出口用弧形闸门控制, 每孔宽6m, 高7.8m。另在坝顶设一个溢流表孔。总的泄洪能力为16 000 m³/s。

初期地下式厂房建在右岸, 由5个进水口分别经压力钢管引水至厂房。主厂房长220m, 宽26m, 高57m, 安装5台单机容量为415MW的水轮发电机组。变压器室位于厂房上游的地下。厂房下游有2座尾水调压室, 宽21m, 高71.7m, 长分别为72m和76m, 下接2条断面均为300m²的尾水洞。第二期工程的地下厂房布置在左岸, 计划安装5台单机容量相同的机组。水轮机转轮直径6.56m, 用不锈钢制成; 发电机额定容量480MVA, 转速为107.1r/min, 功率因数0.85, 电压16kV, 频率50Hz。

初期工程的主要工程量有: 土石方明挖330万m³, 石方地下开挖120万m³, 混凝土浇筑120万m³。总投资6.25亿美元, 单位投资301美元/kW。

2.0.8 雅西雷塔水电站

雅西雷塔水电站位于南美洲巴拉那河阿根廷与巴拉圭两国边界河段上, 在伊泰普水电站下游470km处。初期装机容量2760MW, 年发电量203亿kW·h。留有扩建位置, 以后可扩建至4140MW。阿根廷侧用3回500kV超高压输电线路、巴拉圭侧用2回220kV高压输电线路分别送电。电站除发电外, 其水库可淹没阿比佩(Apipe)急滩, 并建船闸, 有利航运。还可引水灌溉巴拉圭侧8.1万hm²和阿根廷侧0.6万hm²耕地。主坝为心墙土坝, 最大坝高42m。工程于1983年12月开工, 1993年开始发电, 1996年竣工。由阿根廷和巴拉圭组成的雅西雷塔两国委员会建设和管理。建设期投资全部由阿根廷筹措。建成投产后, 巴拉圭把应分得的大部分电量交阿根廷使用, 以偿还应分担的一半投资的本息, 还清后各按50%分电分利。

坝址以上流域面积97万km², 多年平均流量11 900m³/s, 年径流量3750亿m³。水库正常蓄水位82m, 相应库容210亿m³, 调节库容19亿m³, 仅能作周、日调节。正常尾水位61.4m。最大水头24.1m, 设计水头21.3m, 最小水头19.2m。设计洪水采用可能最大洪水, 洪峰流量95 000 m³/s, 最高拦洪水位84.5m。

枢纽布置见图1.10-26和图1.10-27。坝址位于巴拉那河的雅西雷塔河心岛处, 跨越主河槽和安娜夸副河槽。坝顶总长69 600m, 为当前世界最长的坝。主河槽内, 自右向左依次为: 河床式厂房(长808m)、主溢洪道宽343.5m、主

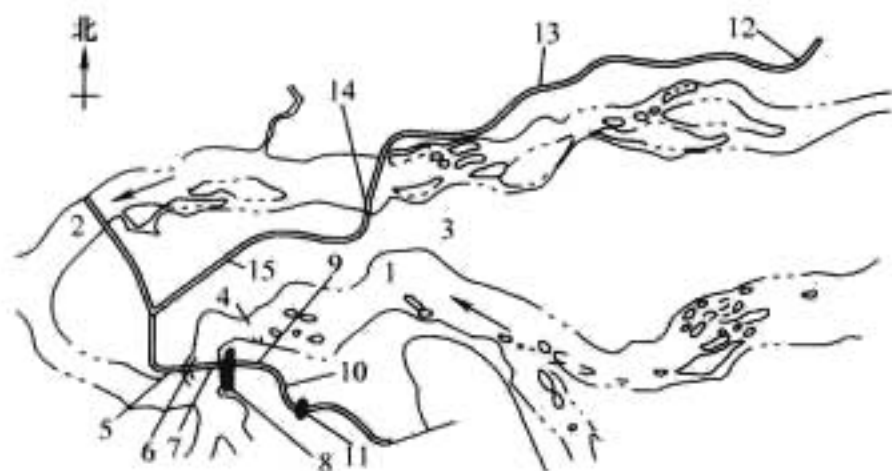


图 1.10-26 雅西雷塔水电站总体布置图

1—巴拉那河主河槽; 2—安娜夸副河槽; 3—雅西雷塔河心岛; 4—阿比佩急滩; 5—发电厂房; 6—主溢洪道; 7—主坝; 8—船闸; 9—左侧心墙土坝; 10—左岸土堤; 11—阿根廷侧灌溉进水口; 12—巴拉圭侧灌溉进水口; 13—右岸土堤; 14—安娜夸副溢洪道; 15—雅西雷塔河心岛副坝

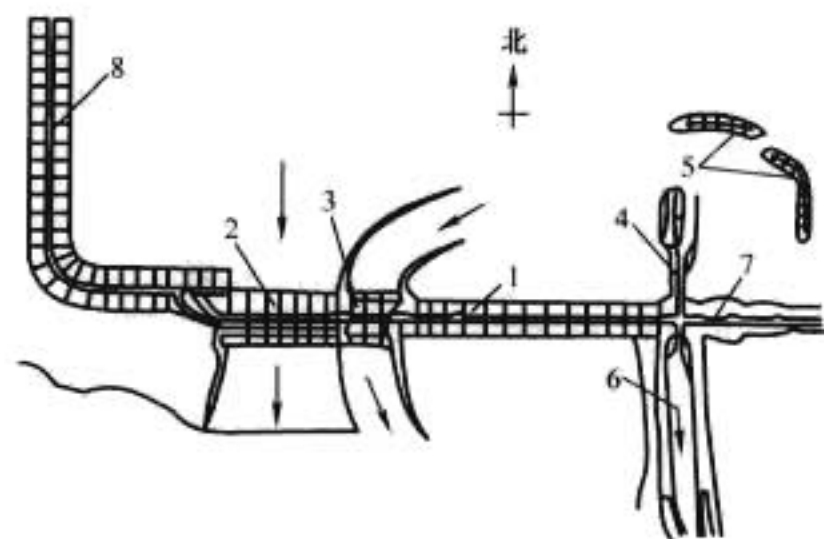


图 1.10-27 雅西雷塔水电站主要工程布置图

1—主坝; 2—发电厂房; 3—主溢洪道;

4—船闸闸室; 5—防浪堤; 6—引航堤;

7—左侧心墙土坝; 8—雅西雷塔河心岛副坝

坝(心墙土坝, 长1900m, 最大坝高42m)、单线船闸、左侧心墙土坝(长1800m)、左岸土堤(长15 000m)。自发电厂房向右为: 雅西雷塔河心岛上长18 400m的副坝、跨越副河槽宽307m的安娜夸副溢洪道、长30 700m的右岸土堤。

主溢洪道设18个溢洪孔, 每孔净宽15m, 高19.5m, 副溢洪道设16个溢洪孔, 每孔净宽15m, 高15.5m。孔口用弧形闸门控制, 采用消力池消能。

发电厂房内初期安装20台转桨式水轮发电机组, 单机容量138MW。预留扩建10台机组的位置。水轮机额定水头21.3m, 转轮直径9.45m, 转速71.4r/min。发电机额定容量172.5MVA, 功率因数0.9, 电压13.2kV, 频率50Hz。

船闸闸室净宽27m, 长236m, 可通过吃水深3.66m的船只, 上游设有防浪堤。上闸首采用高9m的轮式门, 下闸首采用30.3m高的人字门。阿根廷侧和巴拉圭侧的灌溉进水口, 分别建在左岸土堤和右岸土堤上。

工程量和投资: 土石方开挖2180万m³, 土石方填筑6440万m³, 混凝土浇筑330万m³。1987年5月估计投资24.7亿美元, 施工期和还本期利息41.2亿美元, 共计65.9亿美元, 单位投资2440美元/kW。

2.0.9 巴斯康蒂抽水蓄能电站

巴斯康蒂抽水蓄能电站是20世纪90年代世界最大的纯抽水蓄能电站, 位于美国弗吉尼亚州西部山区, 装机容量2100MW。用2回500kV超高压输电线路接入弗吉尼亚电力系统, 输电距离分别为56km和86km。工程于1977年开工, 1985年竣工。工程总布置见图1.10-28。

上水库是在小巴克溪建土石坝形成的; 坝高146m, 坝顶长670m; 设有自溃式非常溢洪道; 正常蓄水位1012m, 总库容4380万m³, 死水位980m, 调节库容2775万m³, 日调节水位最大变幅达32m。下水库位于巴克溪; 土石坝高56m, 坝顶长690m; 正常蓄水位645.7m, 发电低水位



图 1.10-28 巴斯康蒂抽水蓄能电站平面布置图

627.4m, 相应库容 3764 万 m^3 , 调节库容 2775 万 m^3 。

上、下水库之间引水距离 2.5km, 可利用水头 327~390m。3 条压力隧洞, 直径 8.7m, 混凝土衬砌, 上段长 1085~1115m; 竖井深 302m, 下段长 972~1109m。在每个竖井上游侧设调压井。3 条压力隧洞的末端分岔为 6 条压力管道, 直径 5.4m, 长 262~268m, 用钢板衬砌, 钢板厚 25~50mm。

厂房为封闭式地面厂房, 长 150m, 宽 45m, 高 61m, 安装 6 台单机容量为 350MW 的可逆式抽水蓄能机组。水泵水轮机的转轮直径 6.35m, 转速 257.1r/min, 吸出水头 -25m。水轮机工况: 额定水头 329m 时, 出力 380MW, 流量 130 m^3/s 。最大水头 390m 时, 出力可达 457MW。水泵工况: 额定扬程 335m 时抽水流量 116 m^3/s , 最大扬程 387m 时抽水流量 85 m^3/s 。发电电动机额定容量为 389MVA, 功率因数 0.9, 电压 20.5kV, 频率 60Hz。厂房顶设 3 组单相变压器组, 每组容量 900MVA。每 2 台机组接入 1 组单相变压器组, 升压至 500kV。

工程投资: 1977 年开工时估价, 包括施工期利息和物价上涨部分为 7.85 亿美元; 1985 年建成时总造价达 16.5 亿美元, 单位投资 786 美元/kW。

2.0.10 神流川抽水蓄能电站

神流川抽水蓄能电站是目前世界上在建的单机容量最大的纯抽水蓄能电站, 位于日本群馬县与长野县交界处。电站设计装机容量 2700MW, 单机容量 450MW; 在机组研制过程中, 采用 10 叶片 (叶片 5 长 5 短) 转轮新技术; 与传统 6 叶片的相比, 最大效率, 水机工况提高 4%, 水泵工况提高 3.6%; 使单机容量增加到 470MW, 总装机容量就达 2820MW。用 500kV 超高压输电线路接入东京电力系统, 是东京电力的第 9 座抽水蓄能电站。工程分两期建设, 一期于 1999 年 4 月开工, 2001 年 10 月地下厂房完成开挖, 2005 年首台机组投运。

工程总布置见图 1.10-29。

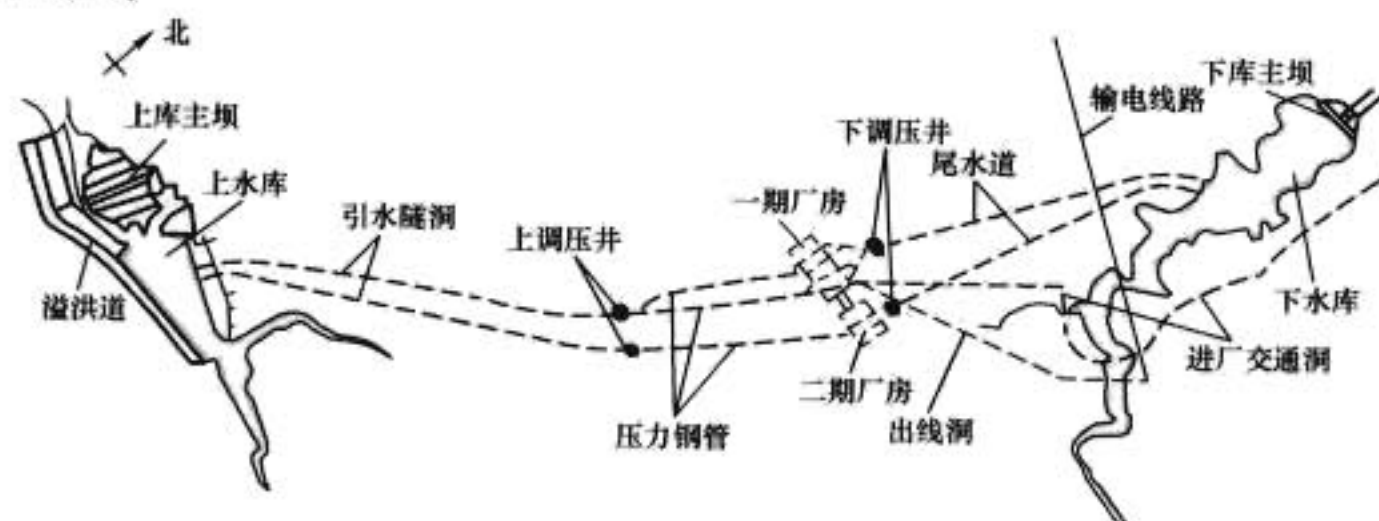


图 1.10-29 神流川抽水蓄能电站平面布置图

神流川电站上下水库都建在高山环抱的山谷地带, 最高库水位远低于库周山岭的地下水位, 除坝基外, 库盆没有采取专门的防渗措施。上水库建在南相木川源头, 坝址以上流域面积 6.2 km^2 ; 主坝为土质心墙堆石坝, 坝高 136m, 坝顶长 444m; 设有岸坡侧堰溢洪道; 最高蓄水位 1527m, 总库容 1836 万 m^3 ; 死水位 1500m, 有效库容 1300 万 m^3 , 水位变幅 27m。下水库位于神流川的源头, 坝址以上流域面积 31.2 km^2 ; 主坝为碾压混凝土重力坝, 坝高 120m, 坝顶长 350m; 坝身设溢洪道, 设计泄洪流量 870 m^3/s ; 坝下设有底孔, 最大泄水流量 52 m^3/s ; 最高蓄水位 844m, 总库容 1910 万 m^3 , 死水位 814m, 有效库容 1300 万 m^3 。距高比约 9.2, 最大水头 675m。

电站枢纽属中部开发方式, 一、二期厂房和输水系统各自独立。一期为一洞四机, 二期为一洞二机, 引水隧洞和尾水隧洞均设有阻抗式调压室。1 号引水隧洞, 内径 8.2m, 长 2445m; 经上调压井分为两条压力钢管, 在下平段作第二次分岔, 总长 1397~1365m, 其中斜井段长 960m, 最后支管内径 2.3m, 长 100m, 最大壁厚 75mm。尾水道依次由 4 条合为 2 条, 再经下调压井合为 1 条, 总长 2277m, 内径 4.1~8.2m。2 号引、尾水隧洞, 内径均为 6.1m, 在上、下调压井处不作分岔, 其余与 1 号输水道相同。

厂房为地下式, 1 号厂房长 215.9m, 宽 33m, 高 53.6m, 安装 4 台单机容量为 450MW 的可逆式抽水蓄能机组; 2 号厂房长 139.0m, 宽 34m, 高 55.3m, 安装 2 台同样机组。水泵水轮机的转轮直径 $D_1 = 4385\text{mm}$, $D_2 = 2170\text{mm}$, 额定转速 500r/min, 吸出高度 -104m。水轮机工况: 额定水头 653m 时, 出力 482MW, 流量 85 m^3/s 。水泵工况: 最大扬程 728m 时抽水流量 50 m^3/s 。发电电动机额定容量为 525MVA, 功率因数 0.9, 电压 18kV, 频率 50Hz。变压器为低压双分裂组合变, 容量 1000MVA。扩大单元接线。

参 考 文 献

- [1] 中国电力百科全书编委会. 中国电力百科全书: 水力发电卷. 第一版. 北京: 中国电力出版社, 1995
- [2] 中国水力发电工程学会, 中国水力发电年鉴编辑部. 中国水力发电年鉴: 第一至第九卷. 北京: 中国电力出版社, 1984~2005
- [3] 中国水力发电史编委会. 中国水力发电史(1904~2000)第一册(第一稿). 北京: 中国电力出版社, 2005
- [4] 王景福. 水电开发与生态环境管理. 北京: 中国环境科学出版社, 2006
- [5] 高季章. 建立生态环境友好的水电工程建设体系. 见: 中国大坝委员会学术论文, 2005
- [6] 方子云编著. 水利建设的环境效应分析与量化. 北京: 中国环境科学出版社, 1993
- [7] Г. Б. 沃洛巴耶夫、А. Б. 阿瓦克扬主编, 李砚阁、程玉慧等译, 杨景辉等校. 水库及其环境影响. 北京: 中国环境科学出版社, 1994
- [8] Ward JV, Stanford JA. The ecology of regulated stream[M]. New York: Plenum PRESS, 1979.
- [9] Voros Marty C J, et al. The storage and aging of continental runoff in large reservoir systems of the world[J]. Ambio, 26: 210~219, 1997
- [10] 夏继红, 严忠民, 蒋传丰等. 河岸带生态系统综合评价指标体系研究. 水科学进展, Vol. 116, No13, May, 2005
- [11] Nilsson C, Berggren K. Alterations of riparian ecosystems caused by river regulation[J]. Bioscience, 59 (9): 785~791, 2000
- [12] 中国水力发电工程编审委员会. 中国水力发电工程: 规划经济卷. 北京: 中国电力出版社, 2000
- [13] 中国水力发电工程编审委员会. 中国水力发电工程: 水工卷. 北京: 中国电力出版社, 2000
- [14] 中国电力百科全书编委会. 中国电力百科全书: 水力发电卷, 第二版. 北京: 中国电力出版社, 2001
- [15] 面向 21 世纪电力科普知识读本编写组编. 面向 21 世纪电力科普知识读本. 北京: 中国电力出版社, 2002
- [16] 彭程主编. 21 世纪中国水电工程. 北京: 中国水利水电出版社, 2006
- [17] 水利水电工程施工手册编委会. 水利水电工程施工手册: 第一卷, 地基与基础工程. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [18] 水利水电工程施工手册编委会. 水利水电工程施工手册: 第二卷, 土石方工程. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [19] 水利水电工程施工手册编委会. 水利水电工程施工手册: 第三卷, 混凝土工程. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [20] 水利水电工程施工手册编委会. 水利水电工程施工手册: 第五卷, 施工导(截)流与度汛工程. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [21] 中国水力发电工程编审委员会. 中国水力发电工程: 施工卷. 北京: 中国电力出版社, 2000
- [22] 水利部国际合作与科技司. 当代水利科技前沿. 北京: 中国水利水电出版社, 2006
- [23] Chinese National Committee on Large Dams. Dam Construction in China, State of the Art, 2006
- [24] 潘家铮, 何璟主编. 中国大坝 50 年. 北京: 中国水利水电出版社, 2000
- [25] 中国电器工业发展史编委会. 中国电器工业发展史: 综合卷. 北京: 机械工业出版社, 1989. 12
- [26] 中国水力发电工程编审委员会. 中国水力发电工程: 机电卷. 北京: 中国电力出版社, 2000
- [27] 水工金属结构编委会. 水工金属结构. 北京: 中国水利水电出版社, 2005
- [28] 水电站机电设计手册编委会. 水电站机电设计手册: 金属结构. 北京: 水利电力出版社, 1986
- [29] 李瑞主编. 标准化基础教程. 第一版. 北京: 中国标准出版社, 2001



1960 10月20日 星期日
1960 10月21日 星期一
1960 10月22日 星期二
1960 10月23日 星期三
1960 10月24日 星期四
1960 10月25日 星期五
1960 10月26日 星期六
1960 10月27日 星期日
1960 10月28日 星期一
1960 10月29日 星期二
1960 10月30日 星期三
1960 10月31日 星期四

1960 11月1日 星期五
1960 11月2日 星期六
1960 11月3日 星期日
1960 11月4日 星期一
1960 11月5日 星期二
1960 11月6日 星期三
1960 11月7日 星期四
1960 11月8日 星期五
1960 11月9日 星期六
1960 11月10日 星期日
1960 11月11日 星期一
1960 11月12日 星期二

1960 11月13日 星期三
1960 11月14日 星期四
1960 11月15日 星期五
1960 11月16日 星期六
1960 11月17日 星期日
1960 11月18日 星期一
1960 11月19日 星期二
1960 11月20日 星期三
1960 11月21日 星期四
1960 11月22日 星期五
1960 11月23日 星期六
1960 11月24日 星期日

1960 11月25日 星期一
1960 11月26日 星期二
1960 11月27日 星期三
1960 11月28日 星期四
1960 11月29日 星期五
1960 11月30日 星期六
1960 12月1日 星期日
1960 12月2日 星期一
1960 12月3日 星期二
1960 12月4日 星期三
1960 12月5日 星期四
1960 12月6日 星期五

1960 12月7日 星期六
1960 12月8日 星期日
1960 12月9日 星期一
1960 12月10日 星期二
1960 12月11日 星期三
1960 12月12日 星期四
1960 12月13日 星期五
1960 12月14日 星期六
1960 12月15日 星期日
1960 12月16日 星期一
1960 12月17日 星期二
1960 12月18日 星期三

1960 12月19日 星期四
1960 12月20日 星期五
1960 12月21日 星期六
1960 12月22日 星期日
1960 12月23日 星期一
1960 12月24日 星期二
1960 12月25日 星期三
1960 12月26日 星期四
1960 12月27日 星期五
1960 12月28日 星期六
1960 12月29日 星期日
1960 12月30日 星期一
1960 12月31日 星期二

1961 1月1日 星期三
1961 1月2日 星期四
1961 1月3日 星期五
1961 1月4日 星期六
1961 1月5日 星期日
1961 1月6日 星期一
1961 1月7日 星期二
1961 1月8日 星期三
1961 1月9日 星期四
1961 1月10日 星期五
1961 1月11日 星期六
1961 1月12日 星期日
1961 1月13日 星期一
1961 1月14日 星期二

1961 1月15日 星期三
1961 1月16日 星期四
1961 1月17日 星期五
1961 1月18日 星期六
1961 1月19日 星期日
1961 1月20日 星期一
1961 1月21日 星期二
1961 1月22日 星期三
1961 1月23日 星期四
1961 1月24日 星期五
1961 1月25日 星期六
1961 1月26日 星期日
1961 1月27日 星期一
1961 1月28日 星期二

1961 1月29日 星期三
1961 1月30日 星期四
1961 1月31日 星期五
1961 2月1日 星期六
1961 2月2日 星期日
1961 2月3日 星期一
1961 2月4日 星期二
1961 2月5日 星期三
1961 2月6日 星期四
1961 2月7日 星期五
1961 2月8日 星期六
1961 2月9日 星期日
1961 2月10日 星期一
1961 2月11日 星期二

1961 2月12日 星期三
1961 2月13日 星期四
1961 2月14日 星期五
1961 2月15日 星期六
1961 2月16日 星期日
1961 2月17日 星期一
1961 2月18日 星期二
1961 2月19日 星期三
1961 2月20日 星期四
1961 2月21日 星期五
1961 2月22日 星期六
1961 2月23日 星期日
1961 2月24日 星期一
1961 2月25日 星期二

第 2 篇 水 轮 机

主编单位：哈尔滨大电机研究所(哈所)

哈尔滨电机厂有限责任公司(哈电)

东方电气集团东方电机有限公司(东电)

主 编：章大清 曾明富

编写人员：章大清(哈所) 曾明富(东电) 赵修全(哈电)

林洪德(东电) 宫让勤(哈电) 张乐福(哈所)

顾四行(全国水机磨蚀试验研究中心)

王 威(哈电) 钟 苏(哈所) 郭 靖(东电)

赵 越(哈所) 孙媛媛(东电) 闫志国(哈电)

谭叔楠(东电) 贾 允(哈电) 魏显著(哈所)

朴春光(哈电) 过 洁(哈所) 李帮明(东电)

刘胜柱(哈所) 王伦其(东电) 曲 扬(哈电)

史光辉(东电) 段生孝(甘肃电力科学研究院)

代 然(哈电) 张 梁(二滩水电开发有限责任公司)

曹大伟(哈所) 郝继武(哈电) 黎 辉(哈所)

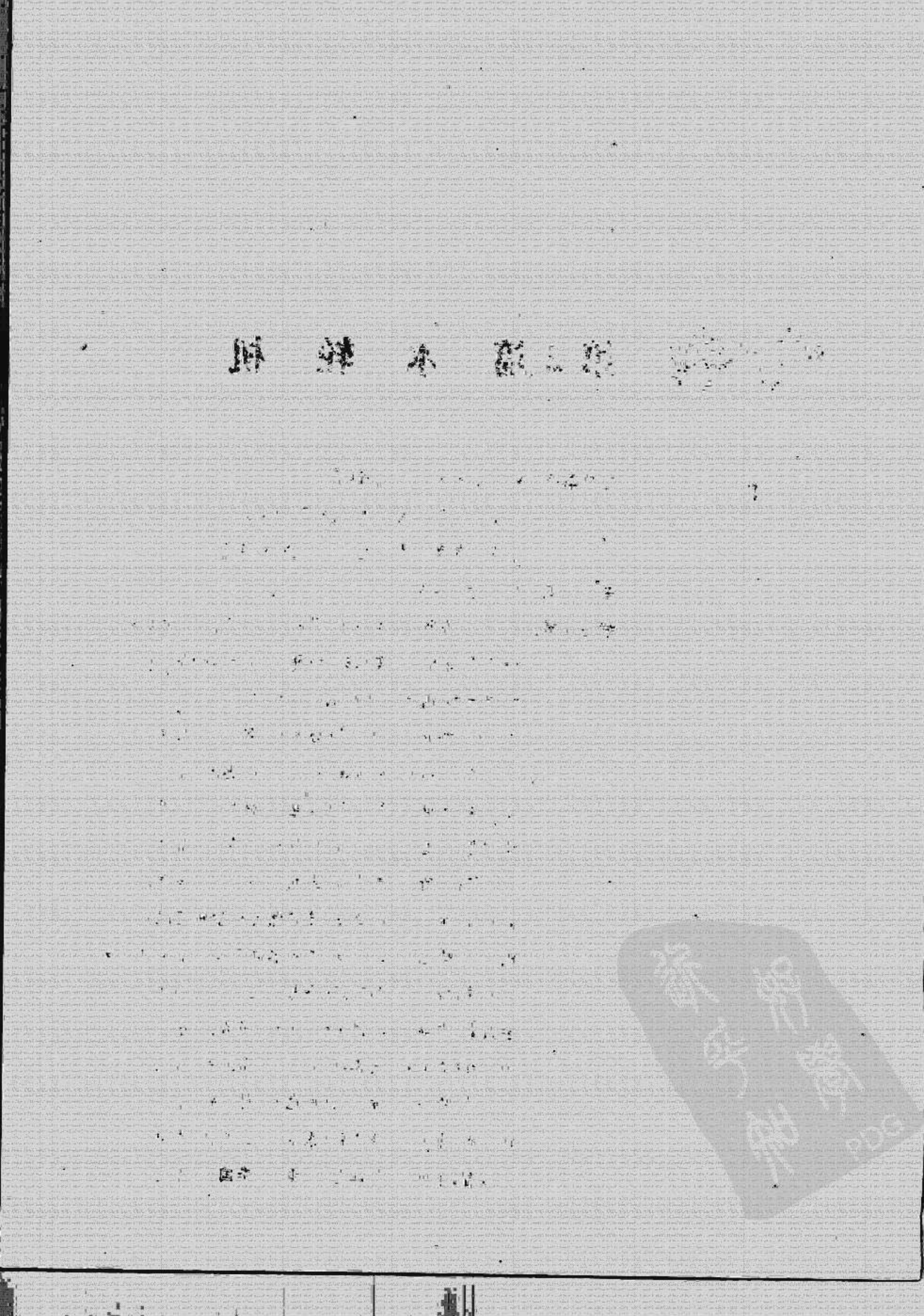
李新威(东电) 李任飞(哈所) 邓佑林(东电)

陶 红(哈电) 陶喜群(东电) 高洪军(哈电)

程宇坤(哈所) 黄 凯(哈电) 付之跃(东电)

严 肃(东电) 童正权(东电) 王亚林(东电)

赵永智(东电) 胡江艺(东电) 李国元(东电)



第 1 章 概 论

1 水电站与水轮机

1.1 水电站

水力发电是水能利用的主要形式，水能是指综合了势能和动能在内的水的机械能，水能大小一般以水的落差和水量来表示，而工程上通常用水头和流量来表征。

水电站是将水能转换为电能的水力发电枢纽设施。它主要由土建系统、水力系统、主机系统、电气系统、控制和保护系统、辅助设备系统组成。

修建水电站一要形成水头，二是要能够通过满足要求的流量。根据形成水头的不同，水电站通常分为三类：

- (1) 堤坝式。用堤坝形成水头。
- (2) 引水式。用水渠、隧道及压力钢管等形成水头。
- (3) 混合式。用堤坝、水渠、隧道及压力钢管等形成水头。

图 2.1-1 为典型坝后式水电站剖面图。发电时，水由上游水库经拦污栅、引水管、主阀流入水轮机，经尾水管排至下游。水流经过水轮机转轮时，水能转换为旋转机械能，机械能由主轴传递给发电机转换为电能，电能通过输变电设备输入电力系统。

除发电功能外，水电站通常还具备防洪、改善航运、水利灌溉、饮用水供应等功能。

1.2 水轮发电机组

水轮发电机组是将水能转换为电能的主机设备，设备性能的好坏直接关系到电站运行的安全性和经济效益。它一般包括以下主要设备：

- (1) 水轮机。将水能转换为机械能的机器。

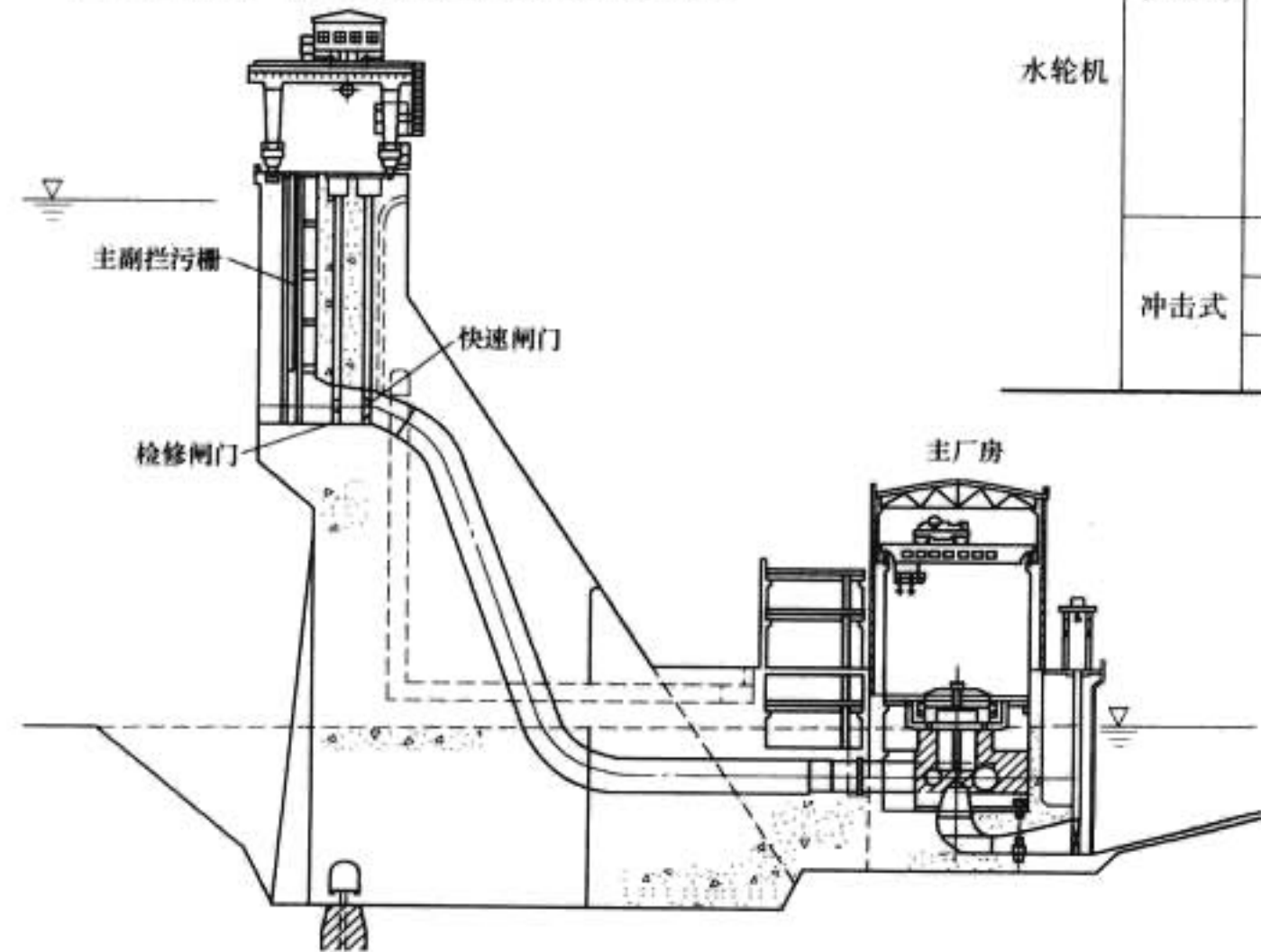


图 2.1-1 典型坝后式水电站剖面图

- (2) 发电机。将机械能转换为电能的机器。
- (3) 励磁设备。为发电机转子励磁绕组提供励磁电流的电源设备。以前通常采用永磁励磁发电机作为励磁设备，目前通常采用晶闸管整流装置作为励磁设备。有些发达国家在研究采用可控的低频交流电作为励磁设备，以在一定范围内实现发电机转速变化也能保证定子输出电压频率的恒定。
- (4) 调速器。控制机组的启停和控制机组在给定负荷下按给定转速稳定运行。
- (5) 油压装置。随时为液压调节和控制系统提供压力油源。
- (6) 自动化系统。完成操作与事故保护。
- (7) 主阀。在机组较长时间停机、检修、发生事故或其他需要时切断水流。

2 水轮机

2.1 水轮机分类

水轮机分类是根据水流作用原理、作用方式、调节方式、布置方式等特点来进行。水轮机按水流作用原理分为 2 类：同时利用水流动能和势能的水轮机称为反击式水轮机，仅利用水流动能的水轮机称为冲击式水轮机。在上述分类的基础上，又根据水流作用于水轮机转轮的方向和转轮的结构特征进行细化分类，详见表 2.1-1。

表 2.1-1 水轮机分类表

水轮机	反击式	混流式		
		轴流式	轴流转桨式	
			轴流定桨式	
		斜流式		
		贯流式	全贯流式	
			半贯流式	灯泡式
	轴伸式			
	竖井式			
	冲击式	水斗式		
双击式				
斜击式				

2.2 水轮机型号

水轮机型号为水轮机总体主要特征的缩写。水轮机型号由三部分组成，每一部分之间以“—”分开。第一部分由汉语拼音字母和阿拉伯数字组成：拼音字母表示水轮机的型式（见表 2.1-2）；阿拉伯数字表示转轮的比转速或试验单位的代号和试验序号。第二部分由 2 个汉语拼音字母组成：第一个字母表示主轴的布置型式，立轴为 L，卧轴为 W；第二个字母表示引水

室特征（见表 2.1-3）。第三部分表示转轮的公称直径，单位为厘米（cm）。

例如，HL240-LJ-800 可解读为：混流式水轮机，转轮的比转速为 240m-kW，主轴为立式布置，金属蜗壳，转轮公称直径为 800cm。

又如，2CJ20-W-120/1×10 可解读为：一根轴上有 2 个水斗式转轮，每个转轮的比转速为 20m-kW，主轴为卧式布置，转轮公称直径为 120cm，每个转轮上有 1 个喷嘴，喷嘴射流直径为 10cm。

表 2.1-2 水轮机型式与代号		
水轮机型式		代 号
反击式	混流式	HL
	轴流转桨式	ZZ
	轴流定桨式	ZD
	斜流式	XL
	贯流式	GL
冲击式	水斗式	CJ
	双击式	SJ
	斜击式	XJ

表 2.1-3 引水室特征代号	
引水室特征	代 号
金属蜗壳	J
混凝土蜗壳	H
灯泡式	P
明槽式	M
罐式	G
竖井式	S
虹吸式	X
轴伸式	Z

2.3 水轮机公称直径

水轮机转轮的公称直径 D 是水轮机的几何特征基准尺寸，对于相似水轮机，所有流道对应尺寸与公称直径的比值均相同。而且，公称直径还是水轮机单位水力参数计算的几何参数代表。公称直径的定义如下：

(1) 混流式水轮机，我国标准公称直径 D 定义为 D_1 或 D_2 ， D_1 为转轮叶片进口与下环交点处的直径， D_2 为转轮出水边与下环出水边的交点的直径，如图 2.1-2 (a) 所示。在使用有关特性曲线时，应了解 D 的实际含义。

(2) 轴流式和斜流式水轮机，公称直径 D 为转轮叶片轴线与转轮室交点的直径，如图 2.1-2 (b)、(c) 所示。

(3) 水斗式水轮机，公称直径 D 为转轮与射流中心线相切处节圆的直径，如图 2.1-2 (d) 所示。

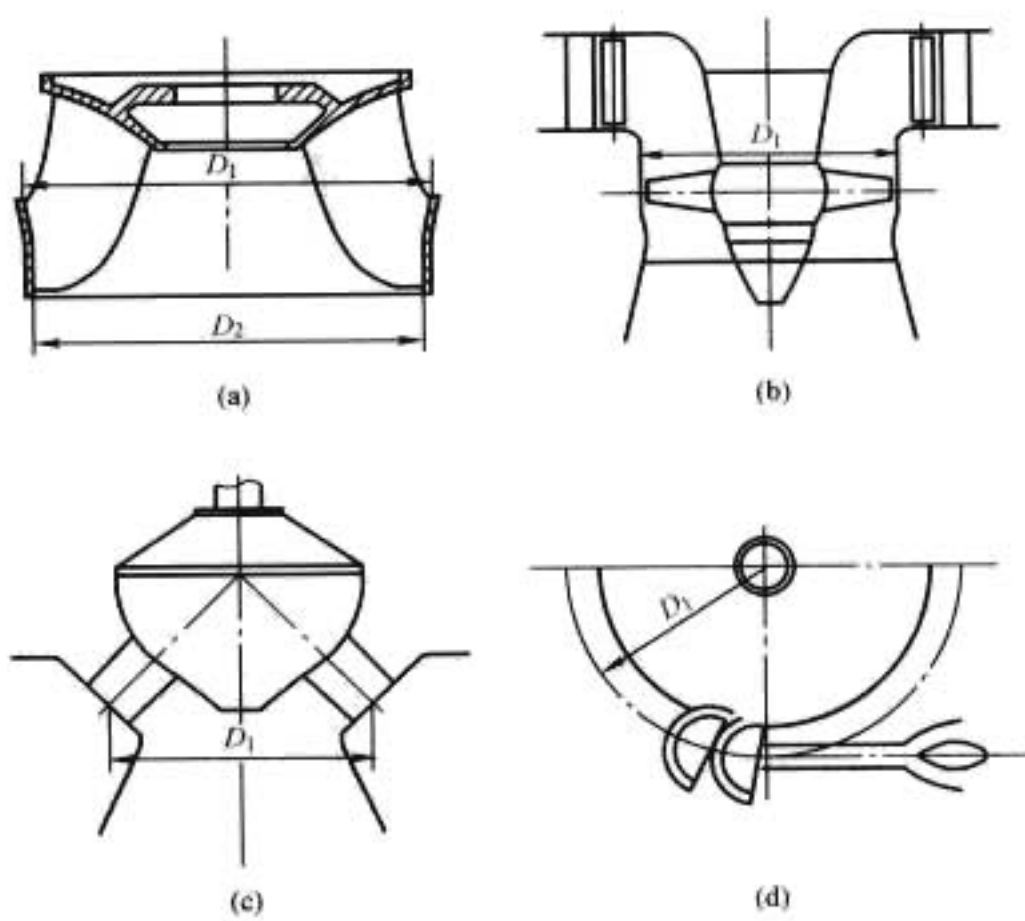


图 2.1-2 水轮机转轮的公称直径示意图
(a) 混流式水轮机；(b) 轴流式水轮机；
(c) 斜流式水轮机；(d) 水斗式水轮机

2.4 水轮机基本性能

2.4.1 能量性能

水轮机的能量性能通常指水轮机转换水能的大小和程度，即通常所说的功率和效率。水轮机功率和效率通常是水头和导叶开度的函数，在一定条件下，有时还受水轮机的安装高程影响。

2.4.2 空化性能

当水流中的压力低于当地饱和蒸汽压力时，水就由液态变成气态，在水流中形成气泡，这就是水的空化现象。水轮机转轮在能量转换过程中，由于流速不同会出现局部低压力区，当该局部低压力区的压力低于当地饱和蒸汽压时，该区域的水将变成气泡，这就是水轮机的空化现象。

也有观点认为，空化缘于水中的空化核。所谓空化核为溶于水中的离散的微小气泡。当水流中的压力低于某个临界压力时，水中的空化核长大，在水流中形成气泡，从而形成空化现象。水轮机转轮在能量转换过程中，由于流速不同会出现局部低压力区，当该局部低压力区的压力低于某个临界值时，该区域水中的空化核长大形成气泡，这就是水轮机的空化现象。

当气泡随水流流到水压高于饱和蒸汽压或某个临界值的区域时，气泡则发生溃灭，如果溃灭发生在水轮机固体表面，将对固体表面产生强烈冲击，导致材料损失，这种现象称为水轮机的空蚀。

由此可见，水轮机空化性能关系到水轮机的使用寿命。为避免出现水轮机空蚀破坏，具体工程措施有：

- (1) 在电站安装高程一定的条件下，采用空化性能好的水轮机来防止空化。
- (2) 在水轮机空化性能一定的条件下，通过降低电站安装高程来防止水轮机空化。
- (3) 采用抗空蚀性能好的材料。
- (4) (1) 或 (2) 与 (3) 的结合。

2.4.3 泥沙磨损性能

由于水中含有泥沙，在通过水轮机时，对水轮机过流表面产生磨损破坏的现象称为水轮机泥沙磨损。

与水轮机空化性能一样，水轮机的泥沙磨损性能关系到

含沙水流中水轮机的使用寿命。

由于空化和泥沙磨损会相互促进，如果水轮机空化与泥沙磨损联合作用，将导致水轮机过流表面急剧破坏。所以在含沙水流中运行的水轮机应设法避免这种情况的发生。

2.4.4 稳定性

水轮机稳定性是指水轮机的运行状态，关系到水轮发电机组是否能够正常运行，在一定程度上也关系到水轮机的可靠性。

水轮机稳定性可以分为水力稳定性和机械稳定性。水力稳定性目前认为与涡带、叶道涡、叶片脱流、卡门涡、密封间隙等因素有关，机械稳定性一般认为与轴系、水力振源、轴承等因素有关。

稳定性通常是指水轮机在稳定运行工况的稳定状态，即稳态的稳定性。除稳态的稳定性外，水轮机在过渡过程中的稳定性也非常重要，如启动并网过程、升降负荷过程、过速和甩负荷紧急关机过程等。

2.4.5 可靠性

水轮机可靠性通常指水轮机能够无故障连续安全运行的时间、大修间隔时间、退役前的使用期限、机组可用率和年开停允许操作次数等，它是水轮机寿命的综合表现。除受上述空蚀、磨损、稳定性等参数的影响外，它还与材料、缺陷、应力水平、裂纹等有关。系统的可靠性理念日益受到重视，系统可靠性设计虽然也重视提高单件可靠性，同时也重视在相同单件可靠性的基础上，进一步提高系统的可靠性。

2.5 各型水轮机的性能和特点

(1) 混流式水轮机，如图 2.1-3 所示。一般用于 30~700m 水头的水电站，比转速为 50~300m·kW。是适用范围最广泛的机型。叶片数一般为 13~17 片，高水头有时采用长短叶片，如 15 片长叶片加 15 片短叶片。由于其最高效率和满负荷时效率高，空化系数比轴流式的小，结构简单，运行可靠，在我国已建水电站中应用最多，单机容量也最大。中低水头大容量的混流式水轮机，部分负荷压力脉动较大，转速低，尺寸大，要注意大部件的加工、运输及结构刚度问题。高水头的混流式水轮机有时空化、磨蚀、振动等问题比较突出。

(2) 轴流转桨式水轮机，如图 2.1-4 所示。一般用于 3~80m 水头的水电站，比转速为 200~850m·kW。叶片数一般为 4~6 片，有时也采用 3 片（水头较低）、8 片（水头较高）。适用水头低，比转速比混流式的高，空化系数较大。随负荷变化，叶片与导叶协联动作。平均效率高，压力脉动较小。适用于水头与负荷变化较大的电站。由于布置在轮毂中的桨叶操作机构比较复杂，水轮机标称直径 D_1 小到一定尺寸（如 1.8m）时不宜采用。

(3) 轴流定桨式水轮机，如图 2.1-5 所示。一般用于 3~80m 水头的水电站，比转速为 200~850m·kW。基本上可认为是桨叶角度不变的轴流转桨式水轮机。平均效率低，适用于低水头及水头与负荷变化不大的电站。转轮室与转轮轮毂可做成圆柱形。由于没有叶片操作机构，轮毂直径可适当缩小。

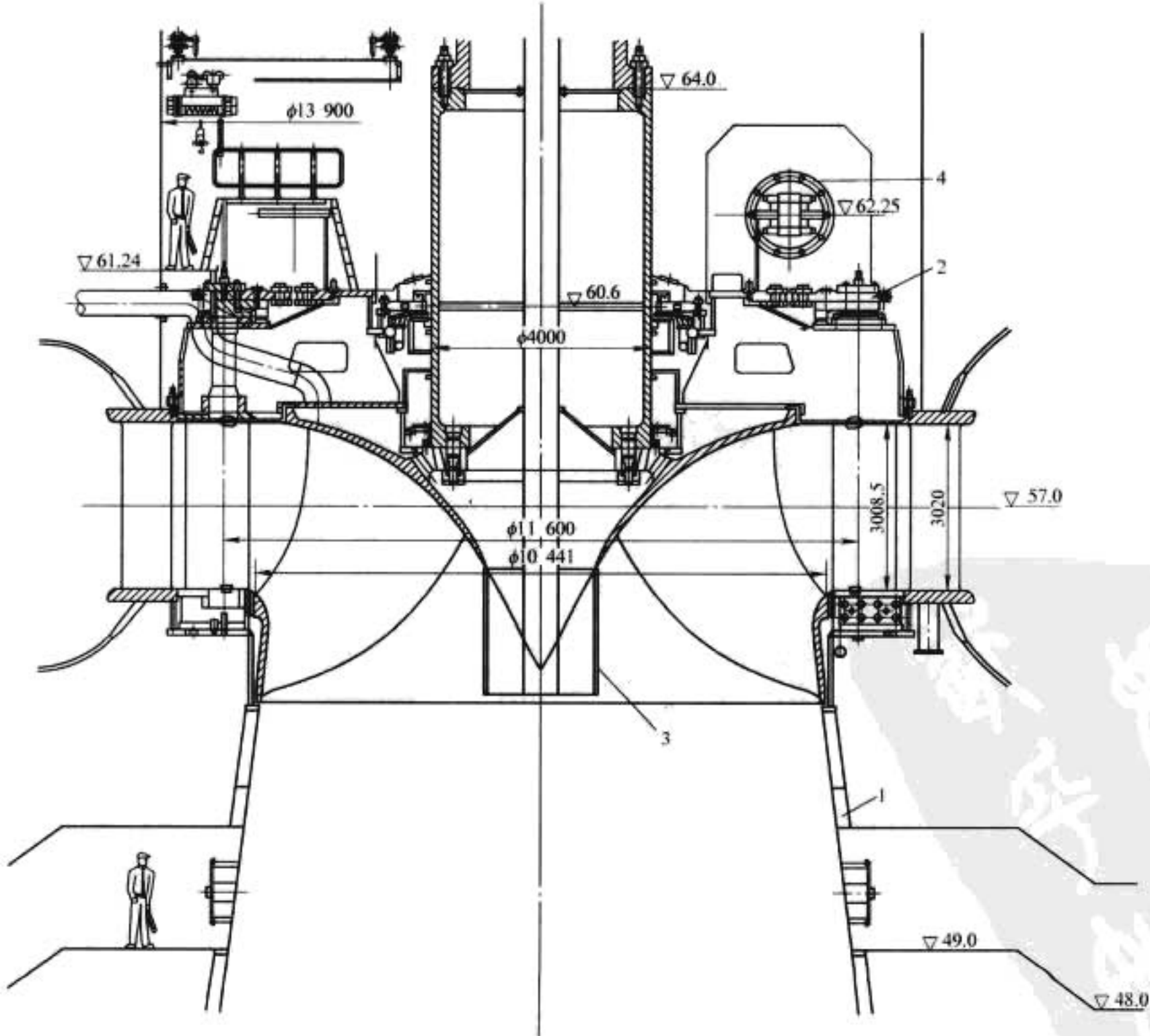


图 2.1-3 混流式水轮机 (HLA858a-LJ-1044)
1—埋入部分；2—导水机构部分；3—转动部分；4—辅助部分

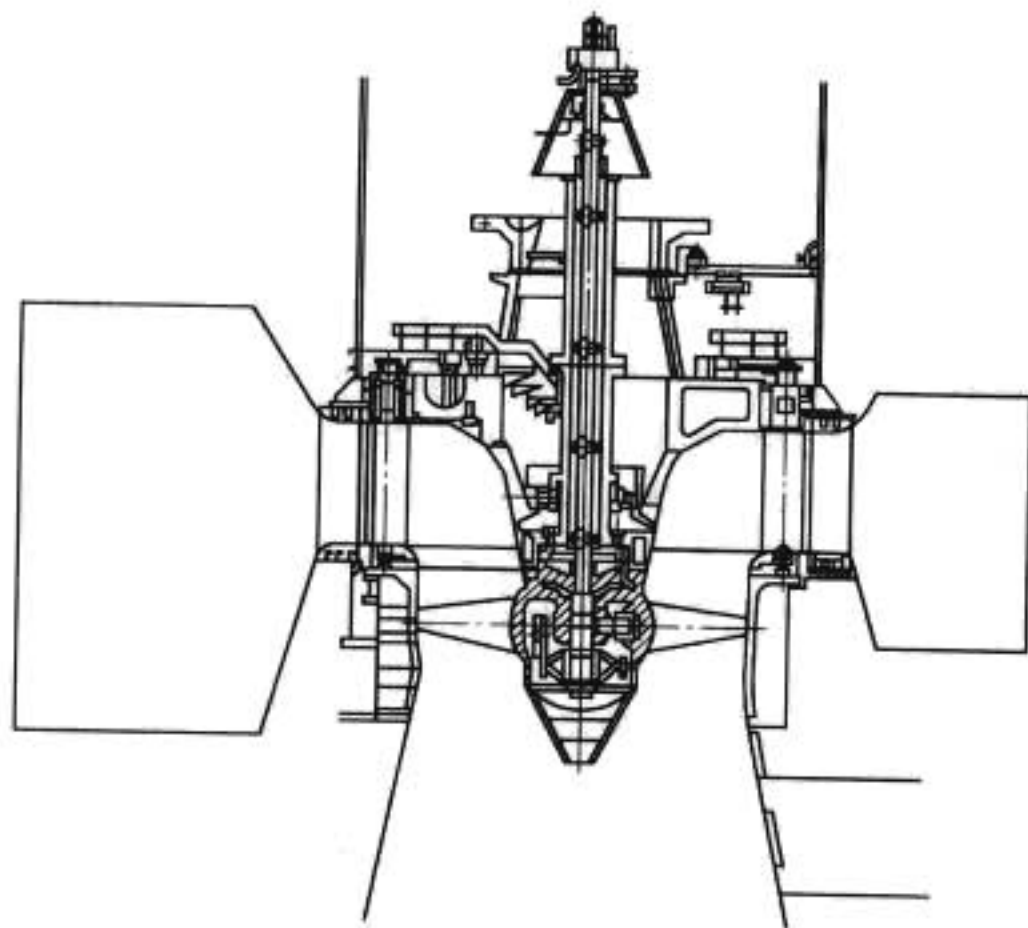


图 2.1-4 轴流转桨式水轮机

(4) 斜流式水轮机, 如图 2.1-6 所示。一般用于 40~120m 水头的水电站, 比转速为 150~350m-kW。性能介于轴流式与混流式之间, 对水头和负荷变化的适应性比混流式的好, 平均效率也比混流式的高。转轮叶片与机组轴线成 45°或 60°角, 叶片强度和受力条件比轴流转桨式的好, 但转轮结构复杂, 给制造、维护和检修带来不便, 故较少采用。

(5) 全贯流式水轮机, 如图 2.1-7 所示。一般用于小于 25m 水头的水电站, 比转速为 600~1000m-kW。全贯流式机组流道平直, 上游侧有一直径较小的灯泡体, 导水机构呈锥形。与灯泡贯流式机组的主要不同点是发电机布置在流道外面。全贯流式水轮机转轮叶片外缘带有一个圆环, 与发电机转子直接合在一起, 转轮圆环与轮轮室的上下游侧有密封装置。结构紧凑, 转动惯量大, 运行稳定。难点是密封困

难, 缺点是桨叶不能转桨调节。适用于平原河川和潮汐电站。

(6) 灯泡贯流式水轮机, 如图 2.1-8 所示。一般用于小于 25m 水头的水电站, 比转速为 600~1000m-kW。是大型贯流式水轮机应用最广泛的机型。灯泡贯流式水轮机适用于水头变化较大的电站。水头小于 12m 时采用 4 叶片转轮; 水头大于 12m 时采用 5 叶片转轮。性能与轴流转桨式水轮机类似, 但过流能力大, 空化性能差。

(7) 轴伸贯流式水轮机, 如图 2.1-9 所示。一般用于小于 25m 水头的水电站, 比转速为 600~1000m-kW。轴伸式水轮机的发电机置于流道之外。水轮机主轴从进水管伸出或从泄水管伸出。从进水管伸出的机组性能较好; 从泄水管伸出的机组布置方便、合理, 采用较多。当转速较低时, 可采用齿轮增速器提高发电机的转速。缺点是尾水管流道复杂, 损失大。

(8) 竖井贯流式水轮机, 如图 2.1-10 所示。一般用于小于 25m 水头的水电站, 比转速为 600~1000m-kW。竖井式水轮机的发电机布置在一个混凝土或金属构成的竖井坑内, 安装方便, 通风、冷却、防潮及密封条件较好。用在较低水头时, 往往采用平行于轴的增速齿轮或行星齿轮增速器, 提高发电机转速, 效率不如灯泡贯流式水轮机的高。最大使用容量一般小于灯泡贯流式水轮机。

(9) 水斗式水轮机, 如图 2.1-11 所示。一般用于 300~1700m 水头的水电站, 单喷嘴比转速为 10~35m-kW, 水斗数为 20 个左右。最高效率稍低于混流式, 但负荷变化时效率曲线平坦。适用于高水头、小流量的水电站。其结构比高水头混流式水轮机简单, 其尾水在大气中, 安装高程较高, 厂房不需要很大的开挖量。空化磨损轻, 易于维修, 采用折向器、喷针双重调节。延长喷针关闭时间可改善压力钢管的压力上升值。中小型的多为卧式, 大型的采用立式。

(10) 双击式水轮机, 如图 2.1-12 所示。一般用于 50~80m 水头的水电站, 比转速为 30~150m-kW。适用于功率小于 1MW 的水轮机。结构简单, 制造容易, 使用范围较宽,

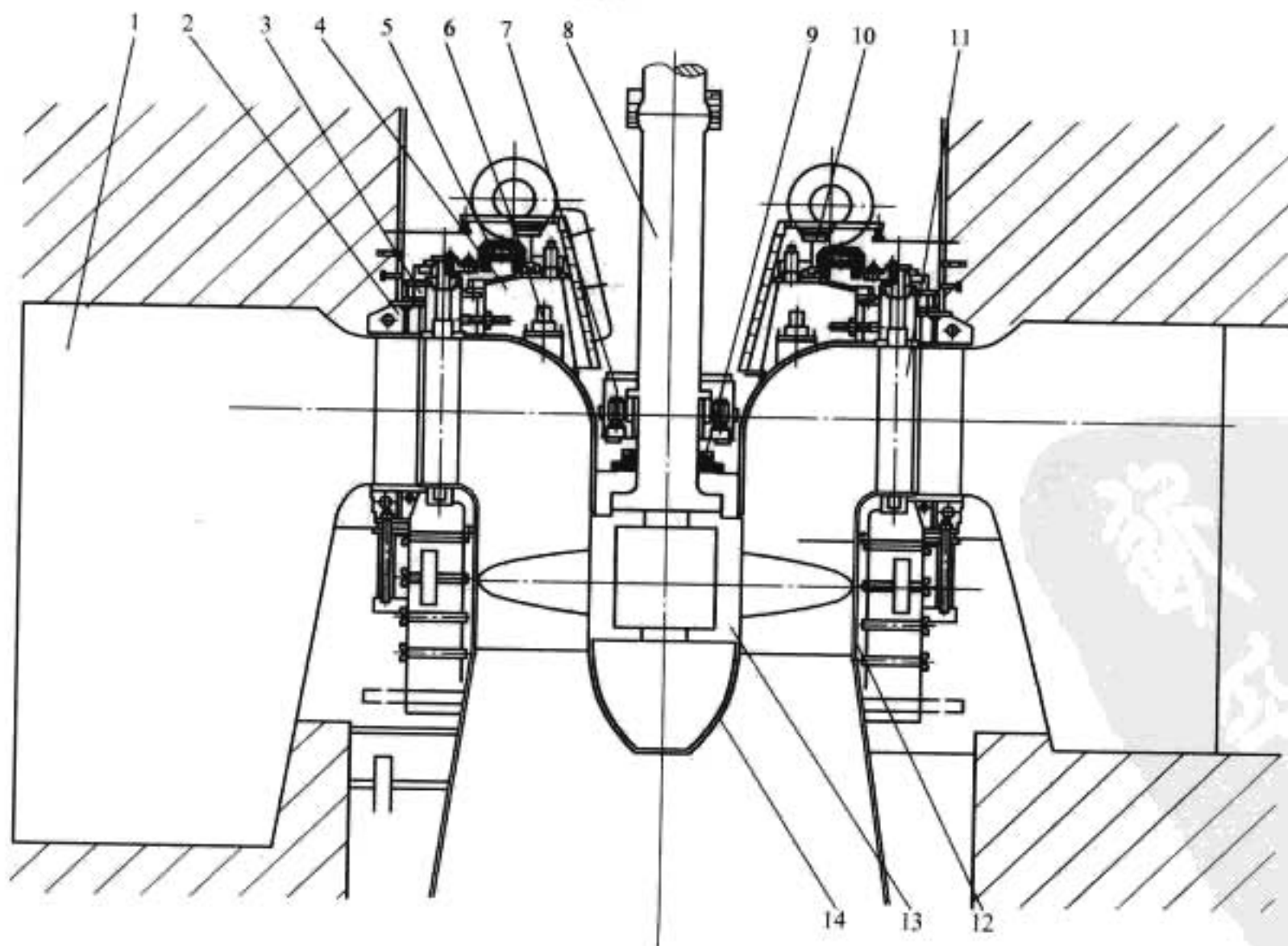


图 2.1-5 轴流定桨式水轮机

1—蜗壳; 2—座环; 3—顶盖; 4—支持盖; 5—导叶传动机构; 6—真空破坏装置; 7—导轴承; 8—主轴; 9—平板密封; 10—控制环; 11—导叶; 12—转轮室; 13—转轮 (叶片直接焊在轮毂上); 14—泄水锥

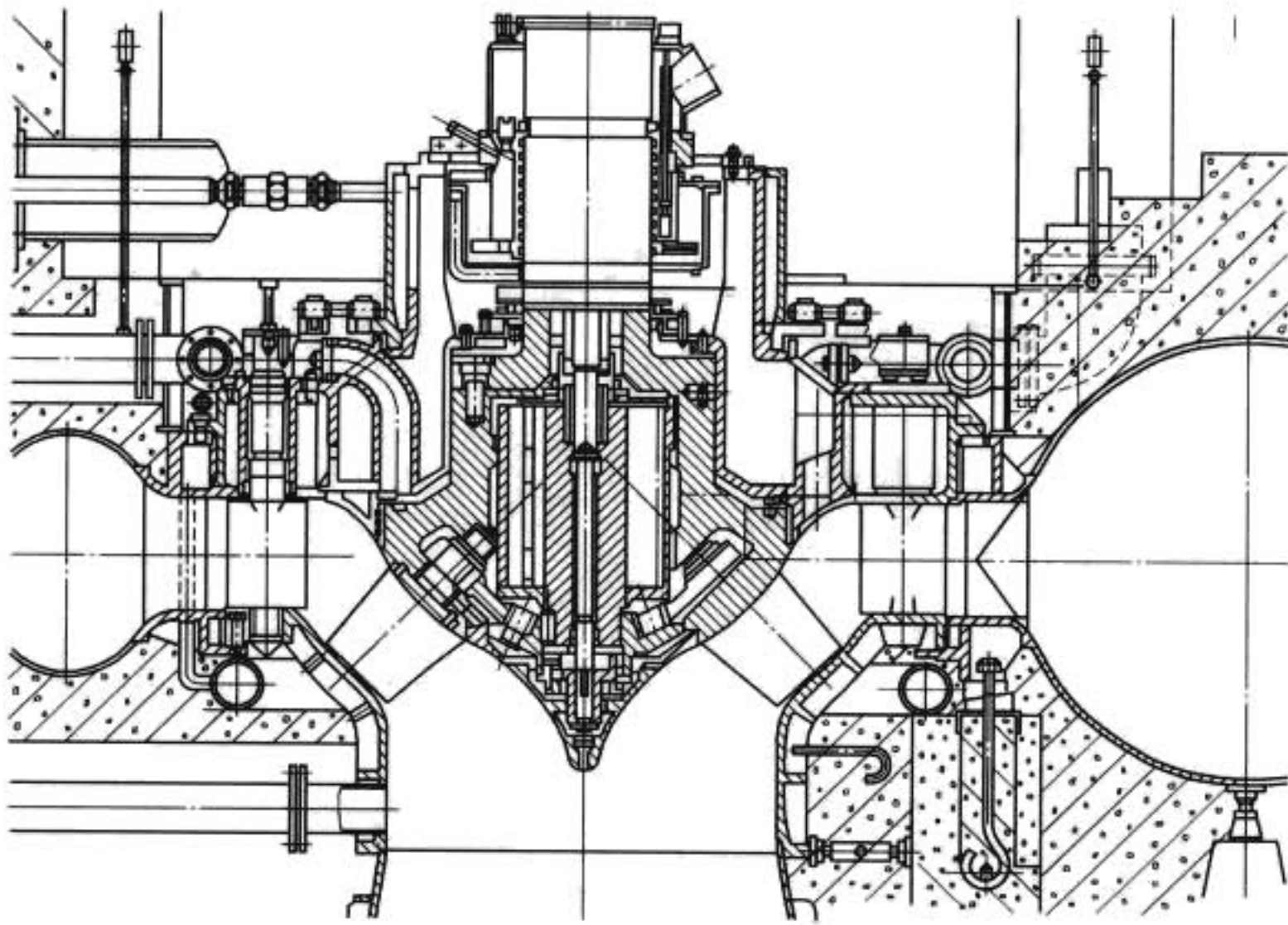


图 2.1-6 斜流式水轮机

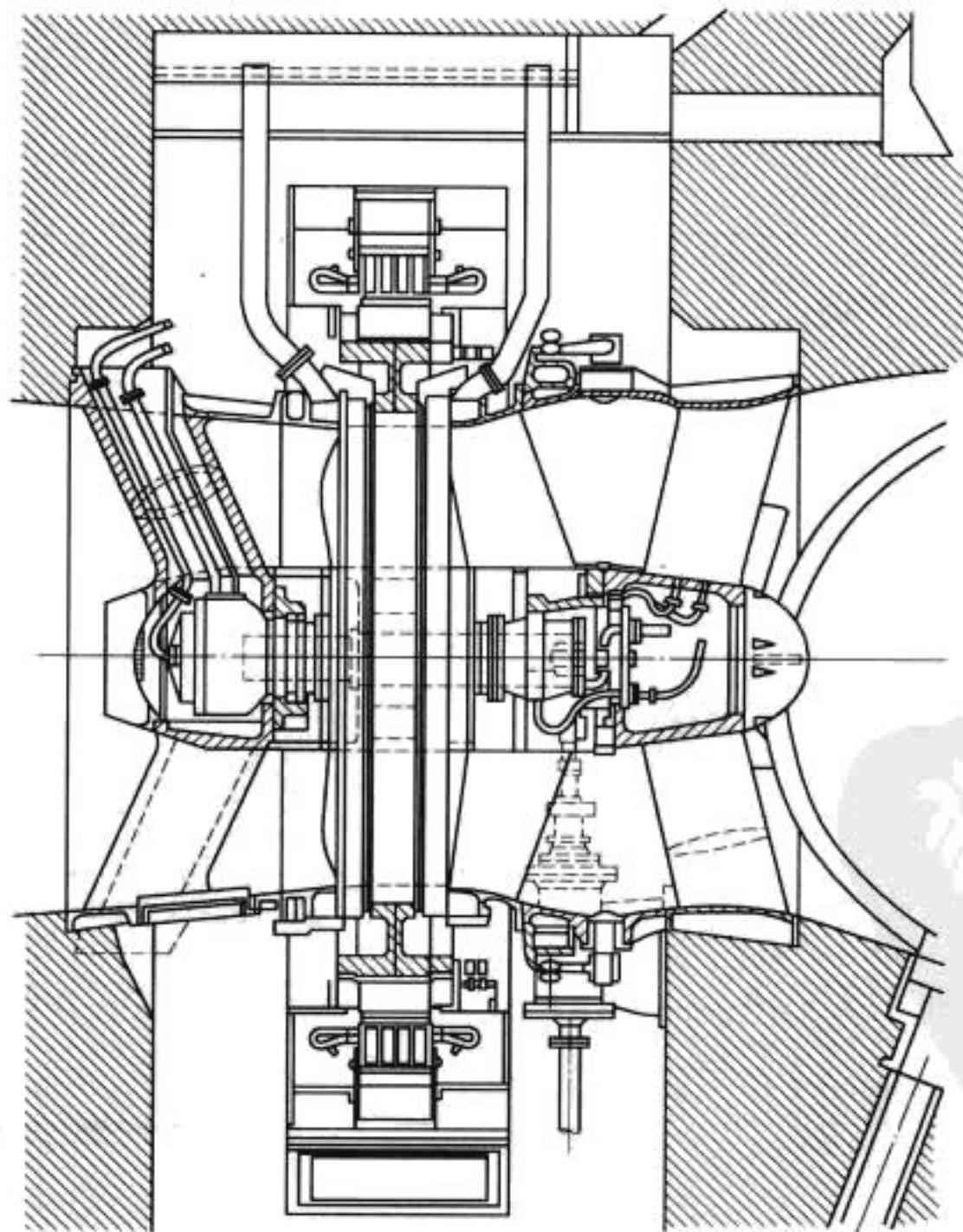
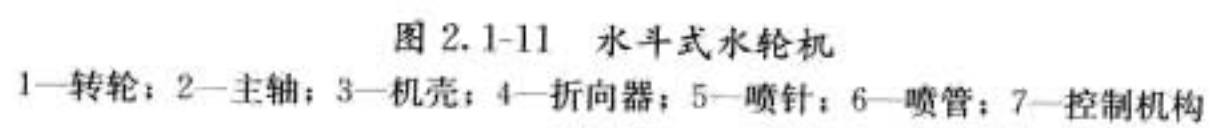
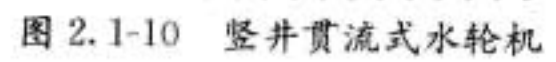
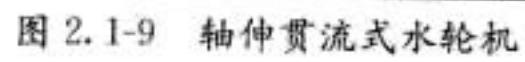
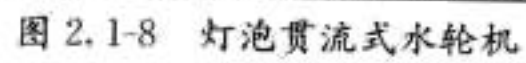


图 2.1-7 全贯流式水轮机



1—转轮；2—主轴；3—机壳；4—折向器；5—喷针；6—喷管；7—控制机构

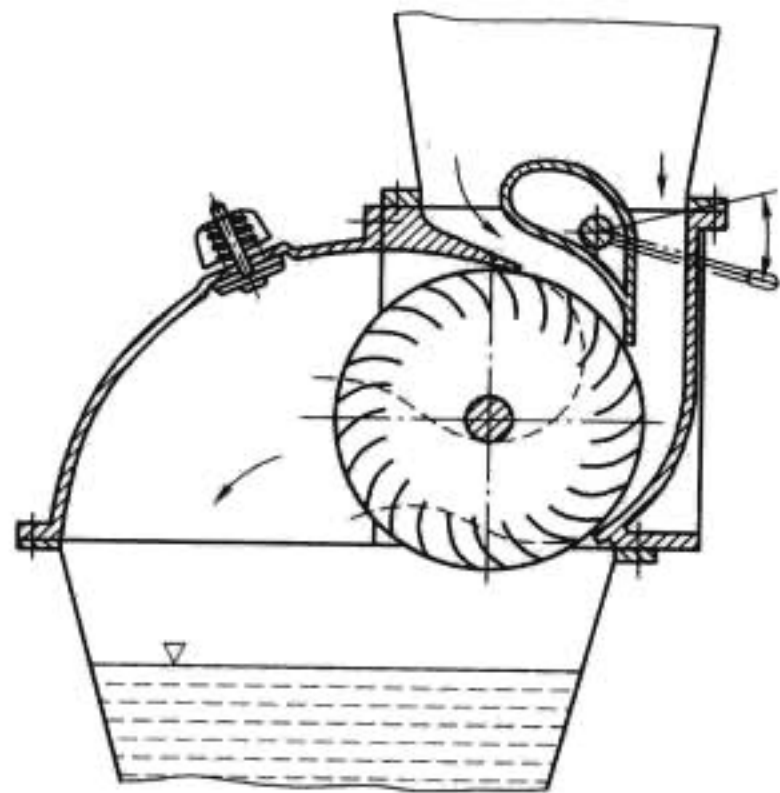


图 2.1-12 双击式水轮机

部分负荷时效率较高。

(11) 斜击式水轮机，如图 2.1-13 所示。一般用于 25~300m 水头的水电站，比转速为 30~70m·kW。射流斜向射入转轮，其性能与射流椭圆后移量、射流入射角、叶片数、叶片进水边形状、喷嘴与转轮间的距离及机壳形状等因素有关。结构简单，效率比水斗式和混流式的低。适用于 5MW 的小型水电站。

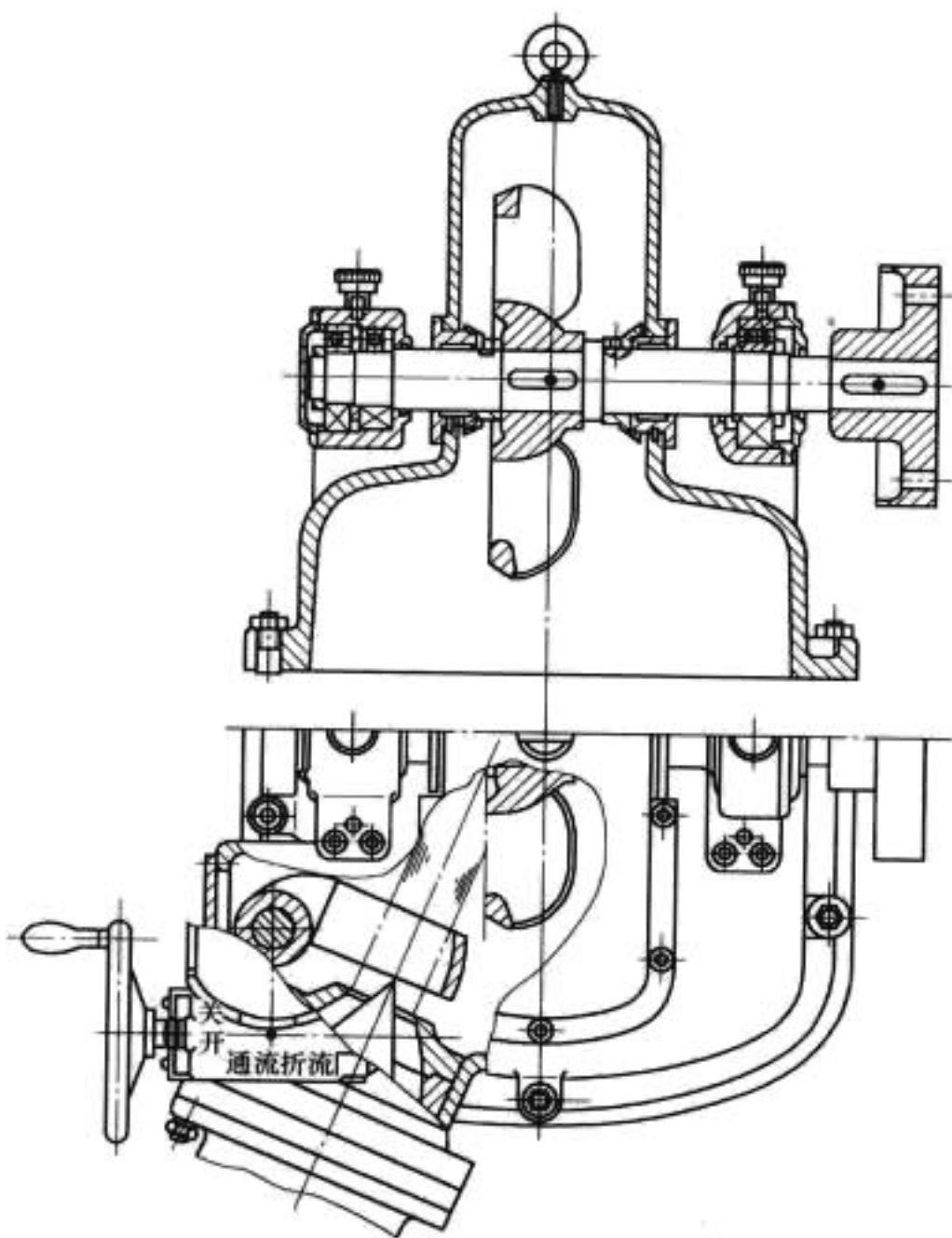


图 2.1-13 斜击式水轮机

3 水轮机的研发

水轮机研发就是针对电站条件，研究与开发出性能优良的水轮机产品。

电站条件通常包括电站的自然条件、使用条件、电网中的地位、制造条件等。自然条件一般指电站的上下游水位、水头、安装高程、流量及流量分布、库容、水质、水温、气温、海拔高度等；使用条件一般指电站的运行工况，如防

洪、航运、供水、景观保持、环保流量等；在电网中的地位一般指电站机组的运行工况，如调峰、调频、调相、负荷调度、启停机过程等；制造条件一般指电站机组的制造受制造设备限制、运输条件限制等。

3.1 水轮机研发的内容

水轮机的性能通常指水轮机的能量指标、效率指标、空化性能、稳定性能和可靠性。对于泥沙含量多的河流，还应考虑水轮机的抗泥沙磨蚀性能。

水轮机的性能还可分为技术性能和制造安装性能两个方面。技术性能一般由水力模型研究、真机选型和结构设计确定；制造安装性能一般由材料、工艺、制造设备、运输、安装、配套设备等因素确定。水轮机性能按模型和真机也可分为水轮机模型性能和原型性能，按种类也可分为水力性能和机械性能。

水轮机的研发就是通过研究，使水轮机的上述性能满足有关要求并达到一定水平。由于水轮机的水力性能是水轮机在其他性能均能满足条件下水轮机最终能够达到的最高水平，是水轮机性能的核心和关键，因而通常也是水轮机研发的最主要内容。

因此，水轮机的研发首先是水轮机水力性能的研究，然后在此基础上开展结构、工艺、材料等专项研究和系统集成研究。水轮机水力性能的研究通常是通过水轮机模型开发来进行，根据相似定理，原型机性能在模型性能的基础上，通过相似换算得出。

水轮机模型开发主要包括水力设计和模型试验两部分。水轮机研发的软件方法和硬件条件是水轮机模型开发的手段和基础。

3.2 水轮机研发的软件方法

水轮机研发的软件方法主要指水轮机水力设计的设计方法和研发过程使用的有关软件。

3.2.1 水轮机水力设计方法

水轮机水力设计就是指通过对水轮机转轮及其通道的研究，使其水力性能满足有关要求并达到一定水平。

水轮机水力设计有正问题和反问题两种研究方法。

正问题研究就是已知流道全部的边界几何形状和尺寸及一定的来流或出流条件，求出所研究区域的流场，以获得流速、压力等流动参数的分布及其能量、空化、压力脉动和稳定性能等，这个过程也称为流动计算或流动分析，计算的正确性及准确性取决于与试验的相符程度。正问题研究特点是相对简单，即任意给定一个水力设计方案，就可以计算出对应的水力参数，但目标针对性差，即计算出的水力参数往往与目标参数相去甚远。

反问题研究就是转轮及其通道的水力设计，是已知流动参数或设计参数，以及一些流动规律或者流动经验系数等，求出全部的几何流道边界。反问题研究的特点是目标确定，但过程复杂性和不唯一性，即不同的水力设计方案均可以达到同样的目标水力参数，同样的目标水力参数不可能只得出一个水力设计方案，而只能是在作出很多假设的条件下才能求出一个水力设计方案。

无论如何，对于水轮机研发来说，水力设计总体是求解反问题。所以，综合正问题和反问题研究的特点，目前水力设计研究是采用“反问题正解”的方法来求解，总体是求解反问题（即求解满足水力要求的几何流道边界），具体是求解正问题（即给定几何流道边界求解水力性能），通过循环

迭代,不断根据经验和结果的提示,反复修改给定几何边界条件,重复求解正问题的过程,直到计算的水力性能满足要求,从而完成总体的反问题求解。

3.2.2 水轮机研发有关软件

水轮机水力设计经历了手工绘图、计算器计算、计算机自编软件等阶段,现在进入了商业软件的时代。尽管如此,研发单位的自行开发的设计程序和经验仍然是其核心技术,而且是商业软件不可替代的。研发单位的自行开发的设计程序和经验与商业软件的完美结合使用程度,代表了研发单位的软件水平。

水轮机水力设计相关软件有以下类型:

(1) 几何造型软件。水轮机水力设计第一步往往是几何造型。目前采用的 CAD 商业软件有 CAXA、AutoCAD、MDT、Pro/E 等。自编软件,通常是参数化设计,通过输入特征参数,自动生成需要的几何参数、计算网格和特征关系曲线,针对性强,工作效率高。

(2) 流体动力计算的 CFD 软件。流体计算软件的发展经历了由简单到复杂的过程,从一维、一维半、二维、准三维到全三维,从理想流动到黏性流动,从定常流动到非定常流动,从单一流体流动到多相流体流动,从单个部件计算向多个部件联合计算。目前采用的 CFD 商业软件有 CFX、CFX-TASCflow、Fluent、STAR-CD、Numeca、Phoenix 等。自编软件主要是接口软件,为商业软件提供输入数据,对商业软件的输出结果进行针对性处理,为不同商业软件的进行数据适应性转换等。

(3) 结构设计软件。目前采用的商业软件有 CAXA、AutoCAD、Pro/E、IDEAS、Unigraphics、SolidEdge、SolidWorks 等。

(4) 结构分析软件。目前采用的商业软件有 I-DEAS、Ansys、COSMOS/M 等有限元分析软件。

(5) 试验软件。用于试验测量、数据采集、处理分析的软件。这些软件通常为自编软件。

(6) 固液耦合分析软件。主要是 CFD 软件和结构有限元分析软件的结合。目前应用较少,主要是利用 CFD 商业软件和结构分析软件平台,通过自编软件构筑两者的联系,虽然处于尝试阶段,但同时代表了将来发展的方向。

3.3 水轮机研发的硬件条件

水轮机研发的硬件条件是水轮机研发的基础。它主要包括以下设备:

(1) 水轮机模型水力试验台。试验台相当于一个小电站,通常其水头、流量、转速可调,使模型水轮机模拟水电站实际运行工况运行。试验台一般由管路系统、电气系统和测试系统三大部分组成。试验水头、模型大小和试验效率测量综合不确定度通常为试验台的能力和水平的主要标志。一般高水头、低比转速的水轮机模型试验水头高、模型直径大,低水头、高比转速水轮机的模型试验水头低、模型直径小。试验效率测量综合不确定度通常为 0.25%~0.30%。

(2) 高性能的计算机。通过计算机数值试验,取代了以前的小模型试验,水轮机水力开发速度和命中率大幅度提高。计算机的容量和速度,关系到水轮机的开发速度,研发单位通常会选择高性能的计算机和并行计算机进行水力计算。

(3) 模型加工和测量设备。模型的加工制造水平也是水轮机研发水平的一部分。数控设备在模型转轮和装置上的应

用,大大提高了模型制造的水平,为模型效率和其他性能参数水平的提高具有一定的促进作用。

4 水轮机的选型

水轮机选型是联系模型和原型水轮机的纽带。联系的基础是水轮机的相似定理,即把模型的试验特性通过相似定理换算到原型水轮机,或把原型水轮机特性通过相似定理换算到模型。通过该纽带,一方面使优秀的模型换算到原型,使其得到实际应用,模型综合性能得到实践的检验;另一方面,把原型的要求换算到模型,为模型研究提出了问题和方向。

水轮机选型是联系水电站与制造厂的纽带。它一般分为两个方面:一方面是根据实际水电站的情况和要求,在已有模型库中为其选择合适的水轮机模型;另一方面是根据已有模型库的情况,为实际水电站提出建议。它提出的装机高程,直接关系到水电站厂房的造价;过渡过程压力钢管压力上升或尾水管压力下降的计算结果,关系到机组转动惯量大小和是否设置调压井等重要事项。

水轮机选型是联系水轮机与发电机的纽带。它提出的水轮机功率、转速、水推力和飞逸转速等参数,是发电机设计的基础和输入条件。

水轮机选型是联系技术与商务的纽带。它估算水轮机的外形尺寸、重量等,是水轮机制造厂家报价的初步基础。

水轮机选型的内容一般包括:

(1) 确定单机容量及机组台数。在水电站总容量一定的条件下,单机容量及机组台数的选取,在考虑水电站的机电设备投资,同时还应考虑技术的可行性。

(2) 确定机型和装置形式。根据水电站的水头等情况,确定机型是采用混流式、轴流式、贯流式还是冲击式。根据机组尺寸等情况,确定立轴布置、卧轴布置还是其他布置形式。

(3) 确定水轮机的功率。根据单机容量,考虑转轮数量,确定水轮机功率。

(4) 确定转轮直径和转速,对于冲击式水轮机,还包括确定射流直径与喷嘴数,喷嘴数和转速对转轮的寿命影响很大,特别高水头的水轮机转轮,可适当降低转速,增加直径。转轮直径和转速是水轮机选型中最重要的参数。选型往往是对不同直径和转速的组合进行比较。不同的组合有时选择的模型转轮也不同。

(5) 确定吸出高度和安装高程。吸出高度和安装高程一般根据水电站的上下游水位情况和选用转轮的特性选取。近年来,吸出高度和安装高程有时还要考虑甩负荷过渡过程造成尾水真空度、水轮机的水力稳定性来综合选取。

(6) 轴向水推力、飞逸转速等参数的确定。在上述参数确定的基础上,可以通过模型试验结果和统计规律,初步给出水轮机的轴向水推力、飞逸转速等参数。

(7) 进行调节保证计算。通过调节保证计算,可以协调水力系统惯性、机组转动惯性和调整性能的关系,在异常情况下,控制压力钢管的压力上升或尾水管压力下降导致的真空度和机组转速上升,达到提高电能质量和降低水工建筑和机组造价的目的。如调节保证计算结果不理想,应重新进行选型或有针对性地采取特殊措施。

(8) 绘制水轮机的运转综合特性曲线。选定水轮机直径、转速等参数后,可以绘制水轮机的运转综合特性曲线。

(9) 确定蜗壳和尾水管的型式和尺寸。选定水轮机模型

和原型直径后,可以确定蜗壳和尾水管的型式和尺寸。

(10) 估算水轮机的外形尺寸、质量和价格。选定水轮机模型和原型直径后,根据统计规律可以估算水轮机的外形尺寸和质量,之后根据市场情况估算水轮机设备的价格。

(11) 提出在特性或结构上的某些特殊要求,进行设备投资总概算。

水轮机选型是一个优选的过程。有些重要指标通不过,必须重新选型,或采取其他特殊措施避开或解决。

5 水轮机结构

水轮机结构是水轮机的具体实物表现,是水轮机性能的保证和支撑。

5.1 反击式水轮机的组成

反击式水轮机的水力部件一般由埋入部分、导水机构部分、转动部分和辅助部分等组成,如图 2.1-3 所示。

埋入部分包括蜗壳、座环、基础环、尾水管里衬、机坑里衬等。轴流式水轮机的埋入部分还有转轮室,贯流式水轮机还有管形座。混流式水轮机一般采用金属蜗壳和整体座环;轴流式水轮机一般采用混凝土蜗壳,大机组有时采用无下环座环;贯流式水轮机一般为引水钢管和导流灯泡体,固定导叶少而大,除起支撑作用外,内部往往是进人通道、油路通道、进排水通道、气路通道和电缆通道。混流式的基础环和轴流式、贯流式水轮机的转轮室是一个性质,目的是保证流道的完整性,属于埋入部分。但轴流式、贯流式的转轮室应特别给予关注,因为其所受压力不是一般的相对稳定水压力,而是交变水压力,同时受间隙空化的影响。尾水管一般用金属制成,有些机组在肘管后采用混凝土制作。

导水机构部分,对于混流式和轴流式水轮机,一般由导叶、顶盖(大中型轴流式水轮机为顶盖和支持盖)、底环、导叶操作机构等部件组成;对于贯流式水轮机,外配水环相当于顶盖,内配水环相当于底环,导叶为空间圆锥形斜向导叶,与混流式、轴流式的柱形径向导叶不同。导叶操作机构一般包括拐臂、连杆、控制环、接力器等部件,导叶操作机构一般还包括剪断销保护装置、摩擦保护装置、导叶轴向位置调节装置、限位锁定装置等。导叶操作机构一般还应保证在异常情况下能够自动关闭或关闭到一个很小的开度。

转动部分包括主轴、转轮、水导轴承及密封零件。转轮为水轮机进行能量转换的核心部件,水能通过转轮转化为旋转机械能。混流式转轮结构一般由叶片、上冠、下环组成,上冠有时设计有泵板或泄荷孔,泄水锥也可以作为上冠的一部分。定桨式转轮由叶片和轮毂组成。转桨式转轮由叶片、轮毂和叶片驱动机构组成,叶片驱动机构由桨叶枢轴、连杆、操作架、活塞等部件组成。转轮为转动部件,受力复杂,需要进行仔细的刚度、强度和模态响应分析计算,应保证较大的安全裕度。水轮机的主轴主要承担转矩、轴向力和径向力。

斜流式水轮机导水部件类似于贯流式,转轮类似于轴流式,叶片转桨机构与轴流式相比有自己的特点。但由于使用不多,斜流式水轮机结构不作详述。

5.2 冲击式水轮机的组成

冲击式水轮机的部件一般由配水管、喷管、喷针、转

轮、控制机构、机壳、平水栅、排水渠、折向器、主轴、导轴承、密封等组成,如图 2.1-11 所示。

冲击式水轮机一般使用水头较高,配水管的作用是将水流合理分配到各个喷嘴,其中的岔管设计较为复杂。

喷管、喷嘴、喷针和喷针操作机构组成流量调节装置,是冲击式水轮机的关键部件。喷嘴、喷针处流速高,容易产生磨蚀,在要求高精度的同时,其表面质量,如粗糙度、硬度等,也要求较高。由于喷针是高压环境中的活动部件,其密封应予以重视。

转轮是冲击式水轮机的核心部件,一般由水斗和轮盘组成,双击式转轮两侧轮盘和环形布置叶栅组成。冲击式转轮一般都在空气中旋转,由于水斗受交变应力,应按疲劳寿命进行强度计算,其设计应选用较低的应力,设计和加工过程避免应力集中,铸件的质量应控制其缺陷,甚至有些厂家采用锻件来加工冲击式转轮。

机壳是喷管的支撑部件,同时也是将射流对转轮做功后导入尾水管,如果水斗断裂飞出,机壳还有一定的保护作用。

折向器又称偏流器,在机组甩负荷时切入射流,改变水流方向,避免射流对转轮做功,防止转轮转速上升。

冲击式水轮机转轮一般安装在尾水位之上,排水渠一般为无压排流,只要保证顺利排流即可。有时由于尾水位变化较大,洪水期的尾水位有可能高于转轮位置,为保证转轮在空气中旋转,应在转轮室处注入压缩空气。

6 水轮机的发展趋势

水轮机正在向高水头、大容量、高质量、高效率、高稳定性、高可靠性、高自动化、个性化、多样化抗磨蚀、新能源、节能环保等方向发展。

6.1 高水头、大容量

高水头、大容量具有很大的综合效益,需求旺盛。

在我国长远规划的水电站中,高水头水电站是很多的,随着科学技术的发展,新材料、新技术、新结构的应用,使高水头混流式水轮机的普遍使用成为可能。高水头混流式水轮机的比转速比同样条件下的水斗式水轮机要高,经济效果通常更合理。对于梯级开发的河流,在没有移民等限制条件的一般情况下,高水头可以减少梯级,环境效益和经济效益十分明显。

在总装机容量一定的情况下,单机容量增加后,机组台数减小,厂房占用空间小,总取水口宽度减小,开挖量小,减小了对环境的影响,减小了土建投资和施工工期,不仅如此,对于高山峡谷地下水电站和厂房地质复杂、枢纽布置紧张的水电站效益尤其明显,有时甚至至关重要,成为控制因素。在低水头地区,采用大尺寸贯流式机组也有利于对环境保护和减少土地资源占用。另外,由于机组台数减小,有利于缩短机组装机周期,将来的运行维护也相对简单。

水轮机设计制造技术的进步,制造装备水平的提高,为制造巨型水轮机提供了可能。目前国内已能独立设计制造和安装直径超过 10m 的三峡右岸混流式水轮机转轮和成套水轮机设备,标志着水轮机单机容量已达到 700MW 级。很快将出现 800MW 级的水轮机。1000MW 级的水轮机也在研制中,高水头大容量机组也是今后水轮机行业发展的趋势。

6.2 高质量、高效率

随着水轮机研发技术、设计技术、工艺材料技术、制造

技术和安装技术的全面进步,大量数控加工的应用,水轮机的质量得到了全面的提升,近十年来水轮机原型的效率提高了近2%左右。

在技术进步、设备提高的基础上,人员素质的提高,质量体系的建设、完善和有效运行是一个持续长期的进化过程,任何时候都不能松懈。

6.3 稳定性、可靠性

水轮机稳定性关系到机组能否安全运行,水轮机可靠性关系到机组的维修间隔和寿命,特别是大型水电站的大容量、大尺寸机组在电网中的地位举足轻重,因此备受关注。

通过近十年的研究,水轮机水力稳定性得到了明显提高,对水轮机稳定性的规律有了较为清晰的认识。一方面通过攻关,采取措施,使混流式水轮机的压力脉动水平降低30%左右,其他原因引起的振动也得到有效处理并积累了经验;另一方面,根据稳定性规律,划分运行区域,采取了避振运行措施。通过以上措施,水轮机的运行状况得到了较大改善,裂纹情况逐年减少,可靠性得到了提高。

水轮机水力稳定性的发展方向是:一方面,进一步探求提高水轮机稳态工况的稳定性的措施,如降低幅值、改变共振频率、扩大运行范围、消除其他不稳定因素、改善噪声等;另一方面,研究水轮机过渡过程等非稳态工况的稳定性,提高水力稳定性的总体水平。

水轮机机械稳定性的发展方向是:一方面,进一步改善单一局部稳定性指标,如提高动静平衡水平、提高轴承刚度、改善轴系稳定质量等;另一方面,要改善总体稳定性,要系统分析各稳定性指标对总体稳定性的影响,用总体最优取代个别最优。

水轮机可靠性将是未来研究的一个重要方向,系统性、整体性将是关键和重点。

6.4 综合治理水轮机磨蚀问题

我国许多河流含有较大数量的泥沙,泥沙通过水轮机造成严重的磨蚀破坏,因此抗泥沙磨蚀成为水轮机的一个重要研究方向。为减轻泥沙磨蚀,应从水土保持、枢纽电站设计、水轮机水力研究、磨蚀机理、结构工艺、抗磨蚀材料、机组运行维护、变速电机等方面采取综合措施才能取得成果。目前,国际电工委员会水轮机专业委员会对此也十分重视,成立第29工作组,正在进行抗泥沙磨蚀导则的IEC标准制定。

6.5 由追求最高效率的提高到总体运行范围内效率的最优

由于水轮机研发技术的进步,已经能够针对水电站的实

际情况进行水轮机开发 and 设计,水轮机已进入了“量体裁衣”的个性化时代。对于大型和巨型水电站,采用“量体裁衣”针对性的开发和设计后,效益非常显著。

6.6 加速老水电站的改造

我国有一大批老水电站役龄已有30~40年,国外发达国家的老水电站役龄更长。与现在相比,早期研制机组的能量指标和空化性能都比较差,且经过多年的运行和检修,已经老化,效率指标和空化指标显著下降,机组的停机率上升,运行维护成本增加。只要花少量经费,用现代技术,对老水电站水轮机进行局部改造,就可以提高其性能,经济效益明显。这也是水轮机的一个重要研究方向,国际电工委员会水轮机专业委员会对此也十分重视,成立第26工作组,现已完成老水电站改造的IEC标准的制定。

6.7 提高自动化监测和保护水平

通过近十年的努力,水轮机的自动化监测和保护水平得到了很大的提高,成为水轮机研究的一个重要方向。现在正向标准化、集成化、网络化、远程控制、远程故障诊断、状态检修等综合运行维护系统方向发展。IEC第14工作组名称由原来的“水轮机调速系统”改为“水电站自动化及水轮机调速系统”。

6.8 水轮机在新能源领域和节能领域的应用

水轮机在海洋潮汐能的开发中将发挥重要的作用,这也是水轮机发展的一个重要方面。水轮机还可作为回能装置,用于化工、火电等领域以节约大量能源。

6.9 环保趋势

环保已成为国际社会的共识,水电是清洁可再生环保能源也是国际社会的共识。尽管如此,水电站建设是一个系统工程,在强调工程效益的同时,水轮机还是应该认真考虑对环境的影响。选择单机容量更大的机组以减少对土地资源的占用;应使鱼道和发电管道分开,水轮机应适应采用无坝或低坝不完全引水发电方式,即用环保生态流量保持原有河流的状态,只利用多余水量发电,或采取修造阶梯形鱼道等措施,为洄游到上游产卵的鱼类创造洄游条件;水轮机设计时应选用环保材料;运行时,避免可能的有害物质,如废油和油漆等,渗漏和排放到河流中,保证生活用水、养鱼用水的安全;有些低水头水电站,水轮机应能在保证让鱼类通过而不受伤害的前提下进行发电。

第2章 水轮机的研发

1 概述

水轮机的研发首先是水轮机的水力性能研究,然后在此基础上开展结构、工艺、材料等专项研究和系统集成研究。水轮机水力性能的研究通常是通过水轮机模型开发来进行,根据相似定理,原型的性能在模型性能的基础上,通过相似换算得出。结构研究主要包括新结构的研究和对已有结构的完善。工艺研究主要是研究采用新工艺、完善改进现有工艺和有针对性的工艺研究。材料研究主要是研究水轮机对材料的要求,材料性能改善对水轮机的性能的影响。

1.1 水轮机的基本参数

水轮机的基本参数包括水头、流量、功率、转速和效率。

1.1.1 水头 H

水轮机水头是水轮机水流进口断面与出口断面之间单位质量水的能量差,单位为米(m)。

对混流式水轮机进口断面取在蜗壳进口处 1-1 断面,出口断面取在尾水管出口 2-2 断面。则水轮机水头 H 为

$$H = \left(Z_1 + \frac{P_1}{\rho_1 g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} \right) - \left(Z_2 + \frac{P_2}{\rho_2 g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} \right)$$

1.1.2 流量 Q

流量为单位时间通过水轮机进出口断面水的体积,单位为立方米每秒 (m^3/s)。在水轮机的模型试验和模型参数中,体积流量单位常用升每秒 (L/s)。

1.1.3 水轮机功率 P 和效率 η

水轮机功率 P (kW) 可表示为:

$$P = \rho g Q H \eta$$

1.1.4 转速 n

转速指水轮机旋转的速度,单位为转每分 (r/min)。

1.2 相似原理

相似理论是指导模型试验研究的理论,是解决如何进行模型试验或设计试验模型,又如何把模型试验的结果换算到原型的理论。

水轮机内部流动满足三维黏性流动方程,包括连续性方程、运动方程、能量方程和状态方程。将这些方程无量纲化后,得到一些无量纲系数,相似准则就是将水轮机流动相似条件表示为由基本参数(变量)组成的一些无量纲参数,以下为水轮机中经常用到的相似准则:

(1) 斯特劳哈尔数 Sr 。斯特劳哈尔数为非定常运动中当地加速度与迁移加速度的比值。在稳定工况下,水轮机转轮中的相对运动是定常的,但绝对运动是非定常的。所以斯特劳哈尔数相等是水轮机模拟必须满足的条件。

(2) 欧拉数 Eu 。欧拉数 Eu 为压差力与惯性力的比值。水轮机中,压差力是最重要的作用力,因此保持欧拉数相等也是水轮机模拟必须满足的条件。

(3) 雷诺数 Re 。雷诺数为惯性力与黏性力的比值。对于水轮机来说,当原型和模型尺寸比例比较大时,保持雷诺

数相等是困难的。由于雷诺数不相等,所以原型需要对模型的效率试验结果进行修正。

(4) 弗劳得数 Fr 。弗劳得数为重力与惯性力的比值。由于水轮机中一般没有自由表面,重力对速度分布没有影响,因此水轮机一般不要求弗劳得数相等。

综上所述,在水轮机的模型试验和从模型到原型的相似换算中,应使两者的斯特劳哈尔数和欧拉数分别相等,雷诺数不相等时,原型可通过对模型的效率试验结果进行修正。

1.3 模型与原型的关系

水轮机的水力特性是通过模型试验获得,然后按相似原理换算到原型。

相似准则在水轮机工程中的具体应用,就是把转速、流量和功率等水力参数换算为相对转轮直径和水头的单位参数。

1.3.1 单位参数

单位转速

$$n_{11} = \frac{nD_1}{\sqrt{H}} \quad (\text{r/min})$$

单位流量

$$Q_{11} = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

单位功率

$$P_{11} = \frac{P}{D_1^2 H^{1.5}} \quad (\text{kW})$$

上述单位量表示 $D_1 = 1\text{m}$ 、 $H = 1\text{m}$ 时水轮机的转速、流量和功率。

若转轮公称直径采用出口直径,则上式中以 D_2 替换 D_1 ,在性能比较时要进行适当换算。

1.3.2 比转速

水轮机比转速 (n_s) 系指几何相似的水轮机当水头为 1m 、输出功率为 1kW 时的转速。

$$\text{通常} \quad n_s = \frac{n \sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (\text{m-kW})$$

$$\text{或} \quad n_s = 3.13 n_{11} \sqrt{Q_{11} \eta} \quad (\text{m-kW})$$

在一定水头下,提高比转速意味着单位流量、单位转速和效率的增加。单位流量和效率增加,则功率增加;比转速增加,则转速提高,机组尺寸缩小,可减轻机组质量。因此,比转速对水电机组的技术经济指标有重要影响。随着技术的发展,比转速在逐步提高,但它的提高受到空蚀部件强度、稳定性等的制约。目前,国内外生产的大中型水轮机的比转速与水头的统计关系大致为

$$\text{轴流转桨式} \quad n_s = \frac{2419}{H^{0.489}} \quad (\text{m-kW})$$

$$\text{混流式} \quad n_s = \frac{2357}{H^{0.538}} \quad (\text{m-kW})$$

满足相似条件时,模型和原型水轮机机型相似换算时,一般可认为单位转速、单位流量和单位功率分别相等。模型和原型由于直径和水头不同,通常应对效率进行修正,由于原型与模型的效率略有差别,原型与模型的比转速也略有差别,但在工程意义上,一般也可认为原型与模型的比转速相等。效率修正后,理论上,模型和原型的单位值也应作相应的修正,但在工程上不具修正意义。

1.4 水轮机的研发与模型试验、计算流体力学 (Computational Fluid Dynamics, CFD) 的关系

理论与实际相结合是科学技术发展的基本途径。水轮机中的流动现象是十分复杂的流体动力学问题,水轮机的研发是通过水力设计和模型试验来实现的。

20世纪90年代前,水轮机研发的过程为:根据电站和实际要求,提出目标参数,参考以往模型结果,借助相对理想的流体计算手段,设计制造多个小的新模型,进行初步能量和效率对比试验,优选出相对优良的模型转轮,制造成相对较大的模型,进行能量、效率、空化、稳定性、补气、力特性等综合定型试验,最后提出报告并推广应用,完成研发过程。其特点是研发周期长、成本高、技术进步慢,水轮机模型最高效率达到93%都比较困难。

20世纪90年代后,计算机和计算技术的进步,使水轮机内部流动的数值模拟CFD技术得到了快速发展,进入了可以进行相对能量对比的程度。这样,水轮机研发的过程进化为:根据电站和实际要求,提出目标参数,参考以往模型结果,设计几十个甚至更多的方案,借助现代CFD计算手段进行数值模拟试验,从中优选出综合性能优秀的方案制造成相对较大的模型,进行能量、效率、空化、稳定性、补气、力特性等综合定型试验,最后提出报告并推广应用,完成研发过程。其特点是用数值模拟试验取代了原来的小模型试验,节约了试验台、模型制造等过程,研发过程发生了革命性的变化,研发周期大大缩短、研发成本大幅下降,结合模型制造技术的进步,水轮机技术水平取得了飞跃性发展,水轮机进入了“量体裁衣”的时代,水轮机模型最高效率已经突破95%,稳定性研究也取得了突破性进展。

尽管如此,CFD技术目前还不能完全解决设计过程中的所有问题,还不能完全代替模型试验。实际中,由于理论方法尚不完善,存在一定的局限性,水轮机的性能和其他很多特性仍然要依靠模型试验来获取和解决,而且CFD计算机计算结果仍要由模型试验来进一步验证。而且,由于测试技术的进步,模型试验不仅向纵深领域发展,而且仍然表现出更为活跃的态势。总之,可以预见,模型试验在目前和将来仍然还是水轮机研发的一个重要手段,模型试验技术和CFD技术在不断相互作用下,在提升各自技术的同时,促进了水轮机技术的跨越式发展。

2 水轮机主要特性

2.1 能量特性

2.1.1 水轮机比转速与最优效率的关系

分析表明,当比转速过高或过低时,水轮机模型的最优效率都有下降的趋势。统计表明,当混流式水轮机的比转速为160~180 m·kW,轴流式水轮机的比转速为400~500 m·kW(叶片数为5或6)时,最优效率达到峰值。

2.1.2 效率修正

对于几何相似的水轮机,在相似工况下,因雷诺数不

同,需对其效率进行修正。国际电工委员会水轮机专业委员会(IEC/TC4)第18工作组专门从事效率修正的研究并制定有关标准。

效率修正原则上应考虑尺寸、水头和粗糙度的影响,IEC/TC4第18工作组现在2007年已完成考虑这三个因素的IEC标准的制订工作,但尚未印刷发行。即使将来发行,虽然更为科学,但由于换算复杂,工程上可能只会在很特殊的情况下才会使用。

现在效率修正依照国家标准GB/T 15613,其修改采用IEC 60193—1999,但效率修正部分相同,标准中不考虑粗糙度的影响,其推荐的效率修正公式如下

$$\eta_p = \eta_m + \delta_{\text{ref}} \left[\left(\frac{Re_{u,\text{ref}}}{Re_{u,m}} \right)^{0.16} - \left(\frac{Re_{u,\text{ref}}}{Re_{u,p}} \right)^{0.16} \right]$$

$$\delta_{\text{ref}} = \frac{1 - \eta_{m,\text{opt}}}{\left(\frac{Re_{u,\text{ref}}}{Re_{u,m}} \right)^{0.16} + \frac{1 - V_{\text{ref}}}{V_{\text{ref}}}}$$

$$Re_u = \frac{D_u}{\nu}$$

上述3个公式中; Re_u 为用圆周速度表征的雷诺数; $\eta_{m,\text{opt}}$ 为模型最优效率; D 为水轮机直径,混流式水轮机取出口直径,其他反击式水轮机取公称直径, m ; u 为圆周速度, m/s , $u = \pi D n / 60$; $Re_{u,\text{ref}}$ 为最优工况下标准的雷诺数,为 7×10^6 ; δ_{ref} 为在 $Re_{u,\text{ref}}$ 下的相对可换算损失率; V_{ref} 为损失分布系数值,对于混流式水轮机和水泵水轮机 $V_{\text{ref}} = 0.7$,对于转桨式水轮机 $V_{\text{ref}} = 0.8$,对于定桨式水轮机 $V_{\text{ref}} = 0.7$; ν 为运动黏度, m^2/s 。

国家标准GB/T 15613推荐的以上修正方法又称两步法修正,在工程上仍感到有些复杂,现在主要在模型验收试验中应用,在一般工程实践中,常见以下简便修正办法

$$\eta_p = \eta_m + \Delta\eta$$

对混流式水轮机

$$\Delta\eta = \frac{2}{3} (1 - \eta_{m,\text{opt}}) \left[1 - \left(\frac{D_{1,m}}{D_{1,p}} \right)^{0.2} \right]$$

对轴流式水轮机

$$\Delta\eta = 0.7 (1 - \eta_{m,\text{opt}}) \left[1 - \left(\frac{Re_m}{Re_p} \right)^{0.2} \right]$$

上述3个公式中; η_p 为修正后的原型效率; $\Delta\eta$ 为效率修正值; $\eta_{m,\text{opt}}$ 为最优效率对转桨式水轮机为模型各转角下的最优效率,对混流式水轮机即为模型最优效率; Re_m 和 Re_p 分别为模型及真机最优工况下的雷诺数。

对冲击式水轮机不考虑效率修正,即 $\eta_p = \eta_m$ 或 $\Delta\eta = 0$ 。

2.2 空化特性

2.2.1 空化与空蚀

空化是液体中形成空穴,当压力下降到某一临界值时,流动域中的液体形成空穴,当这些空穴进入压力较低的区域时,开始发育成长为较大的空泡,当空泡被液流带到压力高于临界值的区域时将发生溃灭,这个过程称为空化。空蚀则是由于空泡的溃灭所引起的过流表面材料损失的现象。空蚀是空化的直接后果,水轮机中的空蚀现象,实际上包括了空化和空蚀两个过程。

水轮机关注空化和空蚀的两个问题:一是研究如何避免在空化条件下运行;二是研究空化与空蚀的关系,对一些临界状态给出建议。

2.2.2 空化系数

在水轮机安装位置一定时,水轮机的原型或模型空化状

态描述如下:

(1) 当水轮机尾水位或尾水水面压力处于某一数值时, 转轮叶片某一部位开始出现空泡, 该状态一般称为初生空化状态。

(2) 当水轮机尾水位或尾水水面压力高于这一数值时, 转轮叶片上的空泡消失, 该状态一般称为无空化状态。

(3) 当水轮机尾水位或尾水水面压力继续逐渐降低时, 转轮叶片上空泡区域逐渐变大, 该状态一般称为空化发展状态。

(4) 当水轮机尾水位或尾水水面压力降低时到达一定程度后, 水轮机的效率将开始下降时, 该状态一般称为临界状态。

为表征上述空化状态, 引入以下空化系数公式

$$\sigma = \frac{\frac{p_{\text{abs2}} - p_{\text{va}}}{\rho_2 g_2} + \frac{v_2^2}{2g_2} - (z_r - z_2)}{H}$$

式中: p_{va} 为当时水温的饱和蒸汽压; z_r 为空化参考面高程, 理论上应为叶片上最早出现空泡的位置, 但由于该位置不能事先确定且一组转轮的这一位置也不统一, 工程上进行了简化处理, 立式混流式水轮机一般取导叶水平中心线为参考面, 立式转桨式水轮机一般取桨叶旋转轴线为参考面, 立式定桨式水轮机一般取桨叶最低点为参考面, 贯流式水轮机和卧式反击式水轮机取主轴中心线为参考面; $z_r - z_2$ 为吸出高度 H_s , m, 即 $H_s = (z_r - z_2)$ 。

对于水轮机的空化状态, 存在一个空化系数。初生空化状态对应于初生空化系数 σ_i ; 临界空化状态对应于临界空化系数 σ_c 。 σ_i 和 σ_c 一般要通过模型试验确定, 具体确定方法详见国家标准 GB/T 15613。

上述公式可用于原型和模型, 但常用于模型。原型通常将该公式进一步简化为

$$\sigma_p = \frac{10 - \frac{\nabla}{900} - H_s}{H}$$

式中: ∇ 为水电站参考面海拔高度, m。

当 $\sigma_p > \sigma_i$ 时, 水轮机为无空化运行; 当 $\sigma_i \geq \sigma_p > \sigma_c$ 时, 水轮机为有空化运行, 但不影响能量和效率, 根据空化安全裕量系数 $K_\sigma = \sigma_p / \sigma_c$ 的大小和叶片材料情况, 一般不会产生空蚀或空蚀轻微; 当 $\sigma_c > \sigma_p$, K_σ 小于 1 时, 一般容易产生空蚀。

2.2.3 空化的种类和空蚀保证

水轮机习惯按照空蚀破坏的部位对空化进行分类, 可分为四种基本类型:

(1) 翼型空化。主要发生在水轮机转轮叶片上, 当转轮叶片上某点压力下降到该温度下液体的汽化压力时, 将在叶片上产生翼型空化。

(2) 间隙空化, 是当液流通过狭小通道或间隙时, 引起局部流速升高, 当压力下降到该温度下液体的汽化压力时形成的。

(3) 空腔空化。水轮机在某些偏离工况运行时, 在转轮出口和尾水管内会发生一个或两个旋涡带。涡带是中间含有蒸汽和其他气体的大空腔, 空腔内压力很低, 呈螺旋状非轴对称地在尾水管内旋转, 使尾水管中流速场和压力场也发生周期性的变化。这将引起机组的振动和噪声, 使机组运行不稳定, 并在尾水管进口段边壁上形成空蚀破坏。

(4) 局部空化, 主要是局部流态突然变化而造成的, 为铸造和加工缺陷形成的表面不平整、砂眼、气孔等所引

起的。

空蚀保证通常指机组在规定运行范围内一定运行时间内的质量损失来表示。空蚀保证从两个方面采取措施: 一方面是合理确定机组的吸出高度, 通过降低机组的安装高程来获得较大的空化裕度, 该措施的潜力巨大; 一方面是通过优化设计, 减小初生空化系数和临界空化系数, 该项措施的潜力比较有限。

在水轮机设计过程中, 改善空化性能主要从两方面的采取措施: 一是改进叶型设计和合理确定转轮的结构参数, 转轮的叶型设计应尽量少产生空泡和减轻叶片的空蚀破坏; 二是采用附加的部件来提高转轮叶片上的压力。

2.2.4 空蚀的防护措施

对于已有模型的水轮机, 空蚀防护的工程措施有:

(1) 提高制造加工精度。由于叶片型线制作不准确, 或有局部凹凸引起局部流速急剧增加而造成的局部压力降低引起空化与空蚀。

(2) 选用抗空蚀性能良好的材料。

(3) 确定合理的安装高程和吸出高度。

(4) 规定合理的运行范围。水力机械偏离最优工况区越远, 其空蚀就越严重。

(5) 在运行时, 采用补气等方法消除尾水管中的空腔空化。

2.3 泥沙磨损

泥沙磨损是多泥沙河流水电站的一个突出问题, 成为机组可靠性的控制性主要因素, 给水电站带来一系列问题, 如效率下降、机组停机、检修周期缩短而时间增加、电量损失等。因此, 泥沙磨损是水轮机研发不得不面对的难题。

2.3.1 影响材料表面磨损的主要因素

水轮机泥沙磨损的机理十分复杂。我国对泥沙磨损问题的研究, 已有五十多年历史。总结国内外专家学者的试验研究成果, 影响材料表面磨损的主要因素有:

(1) 泥沙特性。水流的含沙量、沙粒粒径、硬度、形状对磨损有较大影响。试验表明, 磨损随含沙量的增加而增大, 对于金属为 0.62~0.8 次方关系, 对于非金属为 0.4~0.56 次方关系。磨损随粒径增大而增大, 约为 0.6~1.0 次方关系, 一般条件下, 小于 0.05mm 粒径的泥沙对水轮机的磨损轻微, 但在高水头条件下(流速较高), 0.01~0.02mm 的泥沙颗粒仍然存在磨损的危险。一般地, 大于金属材料硬度的泥沙才会起磨损作用, 石类沙所占比例越大, 则磨损越严重, 而小于金属材料硬度的泥沙则不产生磨损或磨损轻微。沙粒形状对磨损的影响也十分明显, 试验表明, 泥沙颗粒形状的磨损系数大致为, 圆形为 1, 棱形为 2, 尖角为 3。

(2) 泥沙运行条件。流速是影响磨损的最主要因素, 试验表明, 磨损大致与流速的 3 次方成正比。一般沙粒与金属表面的冲角为 20°~45°时磨损最为严重。

(3) 水轮机制造材料特性。金属材料存在一个临界硬度, 低于该硬度, 材料表面硬度越高越耐磨; 金相组织结构中, 马氏体抗磨性能最好, 奥氏体抗磨性较好, 铁素体抗磨性较差, 多相组织最差。非金属材料, 如超高分子量聚乙烯、聚氨酯等, 存在一个溃裂流速, 当泥沙流速小于溃裂流速时, 则表现出“以柔克刚”的特性, 抗磨损性能一般优于普通金属材料数倍, 大于溃裂流速时, 则出现溃裂, 破坏十分严重。材料表面粗糙度越大, 材料磨损越严重, 加工越平整、光滑, 则越耐磨。

(4) 磨损随运行时间的增加而加剧, 及时维修非常

重要。

2.3.2 泥沙磨损的现场观测

2.3.2.1 泥沙磨损特征

由于泥沙磨损现象比较复杂,难于进行模型试验,模型试验与原型的相似关系也有待深入研究,因此,泥沙磨损的现场观测往往是泥沙磨损研究的主要试验手段。

泥沙磨损的特征为:磨损的坑穴高差较小,坑穴较浅,对于波纹状的磨损,波深与波长之比通常为1%~3%,真机叶片测量时一般小于5%;磨损具有明显的方向性,与水流方向一致;上游头部相对较深,之后逐渐变浅,类似一个弯勾。

破坏程度的特征为:轻微时,磨损处有较集中的沿水流方向的划痕;严重时,出现“鱼鳞坑”;强烈时,出现穿孔,崩落等。

2.3.2.2 磨损类型

在含沙水流中工作的水轮机,过流部件磨损类型可以分为以下四种:①直线流道磨损;②离心流动磨损;③缝隙流动磨损;④局部阻力扰流磨损。后两者磨损强度较大。

2.3.2.3 水轮机磨损的评价方法

磨损强度常定义为单位时间内材料被磨损的体积。另外,还可失重量或失重率、磨损面积、磨损深度等参数进行评价。

2.3.2.4 水轮机各部件磨损的特点

水轮机各个部件的磨损特点各异。蜗壳和固定导叶区域流速较低,流动平顺,磨损较轻。活动导叶区域破坏的部位有导叶出水边、导叶上下导轴承及其轴套、导叶的上下护环(顶盖和底环)。混流式转轮磨损严重的部位有叶片进水边上下两端、下环内表面、叶片出水边工作面、转轮的上冠下环外侧、上下止漏环等。轴流式转轮磨损较严重的部位有叶片外缘、转轮室壁、叶片吊装孔等。尾水管磨损相对较轻,如果安装了十字架补气装置,补气装置的磨损较严重。冲击式水轮机喷嘴喷针磨损最为严重,水斗的分水刃处常磨出缺口。

2.3.3 叶片的绘形与修型

水轮机几何准确性与泥沙磨损密切相关。数控加工设备和先进测量设备的应用,使水轮机的几何尺寸和表面质量得到了很好的保证,叶片的绘形与修型已不再是问题。

2.3.4 泥沙磨损的防护

泥沙磨损的防护方法可分为母材的表面处理、抗磨覆层处理和局部结构处理。

母材的表面处理方法有热处理方法和扩散渗镀方法。热处理方法主要是淬火回火热处理。扩散渗镀法可分为合金元素渗镀法、渗碳法、氮化法、渗碳氮化法和氰化法等。

抗磨覆层材料可分为金属覆层和非金属覆层。金属覆层包括各种耐磨和高硬合金覆层;非金属覆层包括陶瓷覆层、环氧树脂覆层、合成橡胶弹性覆层和粉末塑料覆层等。抗磨覆层制备方法可以分为涂层法、电镀法、蒸汽镀法、黏结法、热喷镀法、焊接法等。

局部结构处理措施主要有:加大易磨损部位的厚度,如加大导叶轴颈圆盘直径、叶片与上冠和下环的连接处用大圆弧过渡、叶片出水边适当加厚等;分拆易磨损部件,如活动导叶区的顶盖和底环与抗磨板采用复合结构等。

2.3.5 泥沙磨损的综合治理措施

为了尽可能地减缓水轮机的磨蚀破坏,延长水轮机的大修周期和使用寿命,应从以下几个方面进行综合治理。

(1) 黄河上不少水电站(如发电较早的刘家峡、青铜峡、三门峡等)的运行实践已表明,水电站枢纽设计时,必

须要设置沉沙、排沙设施,以减少泥沙过机。必要时可增加机组台数和备品备件。

(2) 水轮机选型应特别注意抗磨损性能。例如,高水头同等条件下,混流式比冲击式流速低,冲击式比混流式简单便于硬化处理和维修;较低水头同等条件下,混流式比轴流式好;同样选择混流式水轮机,低比转速、大直径的好。如有可能,可选用双转速或交流励磁调速机和圆筒阀等。

(3) 水轮机水力设计采取的措施有:适当降低参数;降低流速,如选取较高的导叶高度、增大导叶分布圆直径等;混流式转轮可采用少而厚或多而薄的叶片方案,减小下环锥角,降低初生空化数;轴流式可加装裙边;选择较低的安装高程和吸出高度;设置必要的补气措施。

(4) 水轮机结构设计采取的措施有:采用抗磨蚀组焊结构,易磨蚀部件易拆装更换;小型水轮机顶盖或卧式机的前盖板可加阻水肋板;轴流式水轮机的叶片和转轮室的间隙采用大曲率半径圆弧进口,平直出口,叶片外缘加装裙边,取消叶片吊装孔;混流式转轮采用平板直缝式的止漏结构,取消上冠减压孔。

(5) 优选抗磨蚀材料。在开展材料磨蚀破坏的特征和机理等基础研究的同时,开展电渣重熔铸造、钢板制作叶片板胚、表面硬化处理、抗磨蚀防护材料(涂层)、宽带堆焊和加工变形的控制等关键工艺技术的应用研究。

(6) 水轮机加工制造优先采用叶片数控加工或热压成型技术,提高型线精度和降低表面粗糙度。

(7) 水库应采用“蓄清排浑”方式,合理调度,正确处理调电、调水与调沙三者之间的关系,避开沙峰,减少泥沙过机,在电网可能条件下,机组可短时间的停运。各水电站,可根据具体情况,推广三门峡7月下旬至8月上旬的水库运用经验。机组要优化调度,避开不稳定工况区运行,应用在线监测技术及早发现问题,合理安排检修,提高检修质量。

总之,只要从水电站的实际出发,科学分析,认真对待,尽可能地多方面采用治理措施,水轮机磨蚀问题将得到缓解或解决。

2.4 水轮机稳定性

水轮机稳定性关系到机组的安全正常运行是水轮机的关键技术,也是水轮机研发成功的重要指标。

2.4.1 振动原因

振源来自电气、机械和水力三个方面。

(1) 电气振源往往是由于发电机气隙不均匀、磁极线圈匝间短路、定子合缝不紧等原因,造成磁场轴不对称或绕组产生负序电流,产生径向力而产生的。

(2) 机械振源主要是由于转动部件不平衡,机组刚度不够等因素所致。

(3) 水力振源主要来自尾水管涡带、卡门涡列、叶片与导叶交错运动产生的压力波,止漏环部位引起的自激现象,以及转轮叶片进水边脱流形成液道涡及叶片形状不对称引起的不对称流场等。

这些振源可能使机组的固定部件和转动部件产生强迫振动或出现共振现象。导致主轴摆度过大,叶片出现疲劳裂纹,严重影响机组安全运行。

2.4.2 水力振动

2.4.2.1 尾水管涡带引起的振动

混流式或轴流定桨式水轮机偏离最优工况运行时,往往在尾水管内出现涡带,它急剧摆动撞击尾水管壁,并对转轮

施加周期性的径向力和轴向力。

通常,在空载或40%~60%满负载工况运行时,易出现涡带。对于高比转速混流式水轮机,有时还出现高负荷压力脉动带。一般以尾水管锥管边壁水流压力波动全幅值(ΔH)与其运行水头(H)之比值 $\Delta H/H$ 作为涡带强度的度量。它的允许值与水轮机比转速有关,一般允许值为3%~15%,低比转速取小值。

大型机组某些部件的固有频率与涡带频率接近时,会引起共振,如果与电力系统固有频率接近,则会导致功率摆动。

削弱涡带的方法主要是通过各种方式向转轮出口、导叶出口处补入空气,其效果与补气位置、补气量和装置高程等因素有关。采用加长泄水锥,在尾水管内设置导流片及在转轮进出口部位补气等措施,在某些工况下也是有效的。

2.4.2.2 卡门涡列引起的振动

水流通过平板等障碍物后,尾流中有时出现卡门涡列,对障碍物产生交变的侧向力,引起振动,其频率为

$$f = Sr \frac{v}{d} \quad (\text{Hz})$$

式中: v 为绕流体流速,m/s; d 为脱流尾迹处最大厚度,m; Sr 斯特劳哈尔数,约为0.2。

在转轮叶片,固定导叶出水边尾流中常出现卡门涡列,伴随有啸叫声,在其干扰频率与叶片或固定导叶固有频率接近时,会产生疲劳裂纹现象。通过改变叶片出水边形状改变卡门涡频率,或采取某些结构措施改变叶片固有频率,可以解决这一问题,但是,要注意这些措施对水力效率、空蚀和裂纹的影响。

2.4.2.3 止漏环水流引起的振动

高水头混流式或小型高比转速混流式水轮机,由于止漏环间隙不对称或结构不合理等原因,会出现自激振动。

减小止漏环间隙可以减小容积损失,但是间隙小到一定程度时,即使主轴只有很小的偏心运动,也会引起转轮背压与止漏环间隙中压力的显著变化。应避免径向力和偏心摆动间隙出现放大加强的结构设计,应尽可能避免使主轴径向力与摆动间隙之间形成自激振动,如果出现放大加强的情况,可通过采用均压措施解决这个问题。实践证明,适当增加外止漏环间隙是一有效措施。止漏环设在外缘,如果产生不平衡力,将对主轴形成更大颠覆力矩,更易出现振动,因此不宜采用。

导轴承的径向间隙应调整控制在0.15~0.25mm以内,对减轻上述振动是有利的。

2.4.2.4 活动导叶与转轮叶片相对运动产生的干扰频率

在转轮转动时,叶片与导叶的相对位置出现周期性变化,因而在水流中出现频率 $f=nz_0$ 的压力波。在某些情况下(例如 $z_0-z_1=\pm 1$ 时),易出现各个叶片与导叶相错产生的压力波叠加的情况,其合成波的频率与压力钢管、转轮以致厂房的固有频率接近时,会引起强烈振动。

导叶与转轮叶片构成 $nz_0 \pm K = mz_1$ (式中 m 、 n 为整数, K 为模态阶数)关系,易导致转轮本体出现振动,叶片产生较大动应力,引起疲劳破坏。

2.4.2.5 转轮叶片背面脱流振动

当水轮机在高水头运行时,如果选型不当,有可能进入叶片背面脱流区运行。由此可以导致水轮机的振动,严重时还可导致裂纹的产生。这种情况目前已受到广泛关注。

2.4.2.6 水斗式水轮机尾水上涨引起的振动

水斗式水轮机的尾水位与转轮应保持一定距离,以免机壳内尾水上升,排流飞溅,造成效率下降和振动。通过增加补气量或加大尾水渠断面,可以解决这一问题。

2.4.2.7 水斗缺口排流引起的振动

由于水斗数过少或缺口形状不好,在大负荷时,部分射流可能自缺口逸出,撞击到下一喷管的挡水帽和折向器,引起频率为 $f=nz_1/60$ 的振动。改进水斗缺口形状,增加水斗数或减小射流直径等措施,可以使振动有所改善。

总之,在分析水轮发电机组上述各种振源的基础上,可以把机组轴系支撑点的阻尼和弹性支撑构成物理模型,考虑到陀螺效应,系统分析轴系稳定性,预测机组动态特性。

2.5 水轮机的可靠性

水轮机可靠性关系到机组的维修间隔和寿命,受到广泛关注。水轮机可靠性主要受到空蚀、磨损、稳定性、裂纹等因素的影响。水轮机的可靠性主要受到转轮、转轮迷宫、导水机构、主轴密封、水导轴承等部件的影响,而一般关键是转轮的影响。

2.5.1 空蚀因素

空化作用导致空蚀,将影响水轮机的效率和流道破坏,导致水轮机失效,影响水轮机寿命,是影响水轮机可靠性的重要因素。

过去,由于加工粗糙、转轮空化性能差、选型不合理、机组安装高程不满足要求、选用不抗空蚀的普通碳钢材料等原因,空蚀破坏往往是导致水轮机大修的控制因素。

近二十年来,空蚀受到了足够的重视,由于水力设计水平的提高、转轮空化性能的改善、选型科学、机组安装高程合理、采用数控加工后叶片质量提高、普遍采用不锈钢等原因,空蚀情况大大改善,基本上已不是水轮机大修的控制因素。

2.5.2 磨损因素

对于含沙水流电站,磨损始终是可靠性的主要控制因素或控制因素之一。迫切需要采取综合治理措施,解决或减轻水轮机的磨损问题,才能从根本上提高含沙水流电站水轮机的可靠性。与前二十年相比,由于水轮机抗泥沙磨蚀技术的综合进步,一些电站的水轮机大修期已由原来的不足两年提高到了四年。

2.5.3 稳定性因素

由于过多追求高效率、高参数、宽的运行范围,运行负荷范围不受限制(以前主要在稳定工况运行),稳定性问题逐渐成为影响可靠性的控制因素,应引起足够的重视,有关各方应面对现实,采取切实可行的应对措施。

2.5.4 裂纹因素

裂纹因素是目前水轮机的可靠性的主要控制因素。裂纹因素主要是由于上述稳定性因素导致的裂纹。另外,叶片的过渡优化减薄、局部设计不合理、使用应力过高、加工出现残余应力高、表面细部质量差、铸件和焊接存在微小缺陷、局部应力集中、热处理硬度过高等也是导致裂纹的原因。

1990~2000年,我国许多大型水轮机出现裂纹问题,裂纹因素成为大型机组的控制性因素。近五年来,经过国内外有关各方的共同努力,水轮机裂纹已基本得到了控制。

3 水轮机的模型开发

3.1 水轮机通流部件的水力设计及计算流体力学(CFD)计算

3.1.1 水轮机设计条件的确认

水轮机已进入“量体裁衣”的时代,水力设计前应与有关各方对电站情况进行确认,对可能存在的问题进行交流。水轮机设计条件一般包括电站概况、电站规模、在电网中的地

位和负荷特点、上游水位、下游尾水水位、水头尤其是额定水头、电站加权因子、水轮机安装高程、机组间距的限制、运输条件的限制、电站所在地重力加速度、河流泥沙特性、水温、水 pH 值、水库情况、地震状况等。

3.1.2 水轮机水力设计目标参数的选择

根据 3.1.1 设计条件，初步选定几组转轮直径、转速或比转速方案进行比选，综合电站和电机参数，初步优化出水力设计的目标参数，如单位转速 n_{11} 、单位流量 Q_{11} 、空化系数、导叶高度等。

3.1.3 水轮机水力设计基础转轮的选择

根据 3.1.2 确定的水轮机水力设计目标参数，在已有转轮库中优选出与目标参数接近或有内在联系的转轮，然后以此为基础，开始水力设计。如果没有基础转轮，也可进行调研分析，初步确定一个框架性方案。

3.1.4 水轮机通流部件的水力设计

通过统计和基础转轮的情况，初步确定所有通流部件的几何尺寸方案，对方案进行水力计算，根据计算结果进行分析，修改几何尺寸方案。不断循环，直到方案满意为止。

3.1.5 通流部件 CFD 计算结果与分析示例

3.1.5.1 蜗壳 CFD 计算结果与分析

由图 2.2-1 所示蜗壳 CFD 分析计算结果可以看出：压力等值线分布均匀，流线分布合理，蜗壳内水流流态自然、流畅、合理；对称面、横断面速度矢量大小、方向理想，各断面的速度和压力的变化均匀，没有陡变。蜗壳 CFD 计算结果很理想，可以预测蜗壳将有较好的水力性能，在一定程度上保证水轮机在最优工况附近具有较高的水力效率。蜗壳的出流角可以作为固定导叶设计的基础。

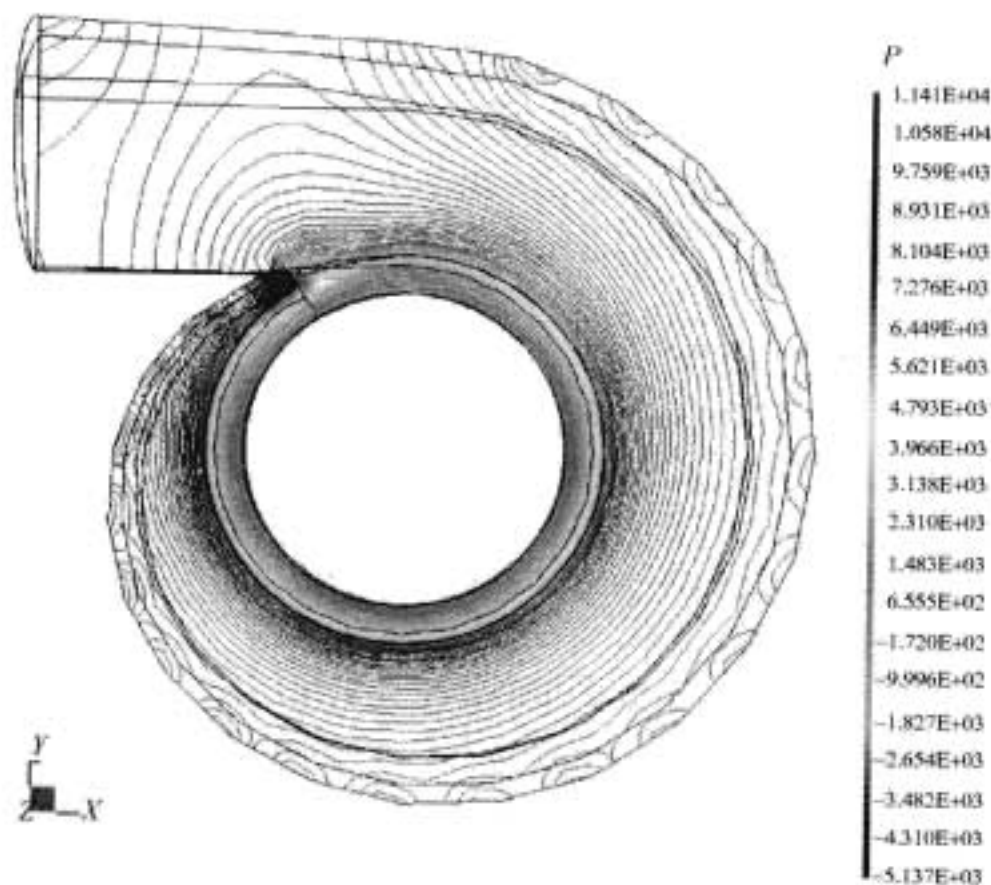


图 2.2-1 蜗壳对称面压力等值线

3.1.5.2 固定导叶与活动导叶联合 CFD 计算结果与分析

从图 2.2-2 所示固定导叶与活动导叶 CFD 联合计算结果可以看出，在最优工况下，固定导叶与活动导叶压力分布合理，速度矢量大小、方向较理想，流线分布均匀，进口无撞击，出口无脱流，在最优工况下，基本达到最优安放位置，可以保证水轮机有较高的效率水平。

3.1.5.3 尾水管 CFD 计算结果与分析

从图 2.2-3 所示计算结果可以看出，在最优流量尾水管壁面压力分布匀称，速度矢量大小、方向较为理想，水流在尾水管内的流线分布均匀、对称，流态较好，尾水管出口处流态稳定，回能效果理想。

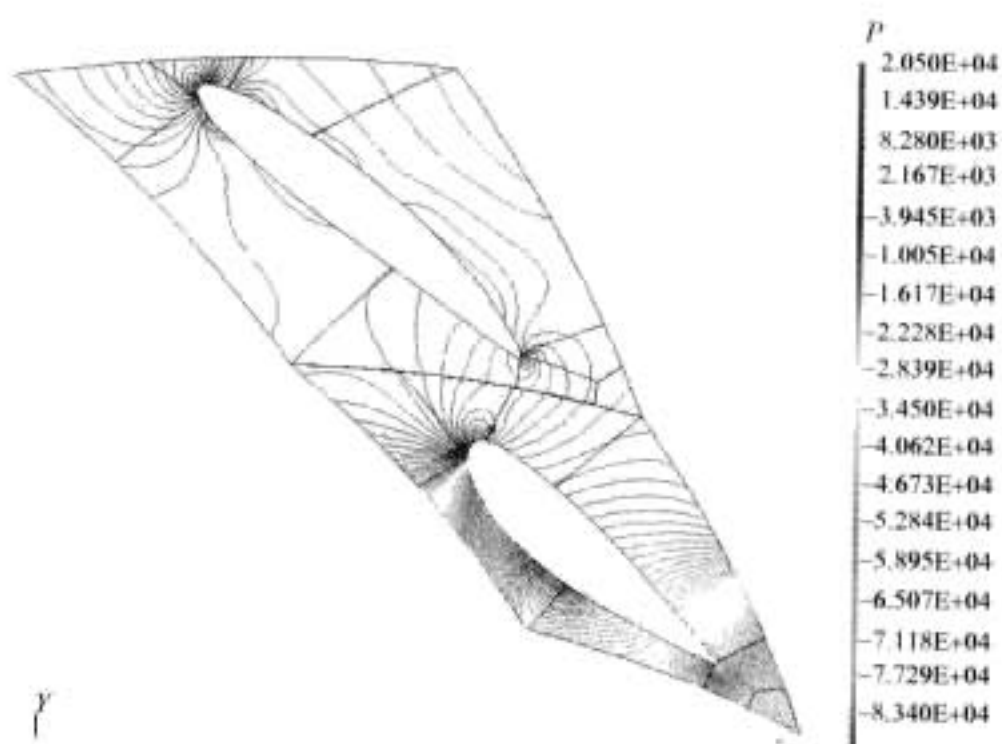


图 2.2-2 固定导叶与活动导叶压力等值线



图 2.2-3 尾水管流线分布

3.1.5.4 活动导叶与转轮联合流动计算结果与分析

通过对图 2.2-4 所示数值计算结果分析，可以看出：无论是最优工况，还是额定工况，叶片正背面压力等值线分布均匀，压力分布合理，CFD 数值分析结果理想。在叶片背面出水边附近压力负荷梯度变化均匀，对提高转轮抗空蚀能力、改善机组振动十分有利。所计算典型工况转轮上冠、下环附近速度矢量方向都较理想，转轮进口无明显撞击、出口

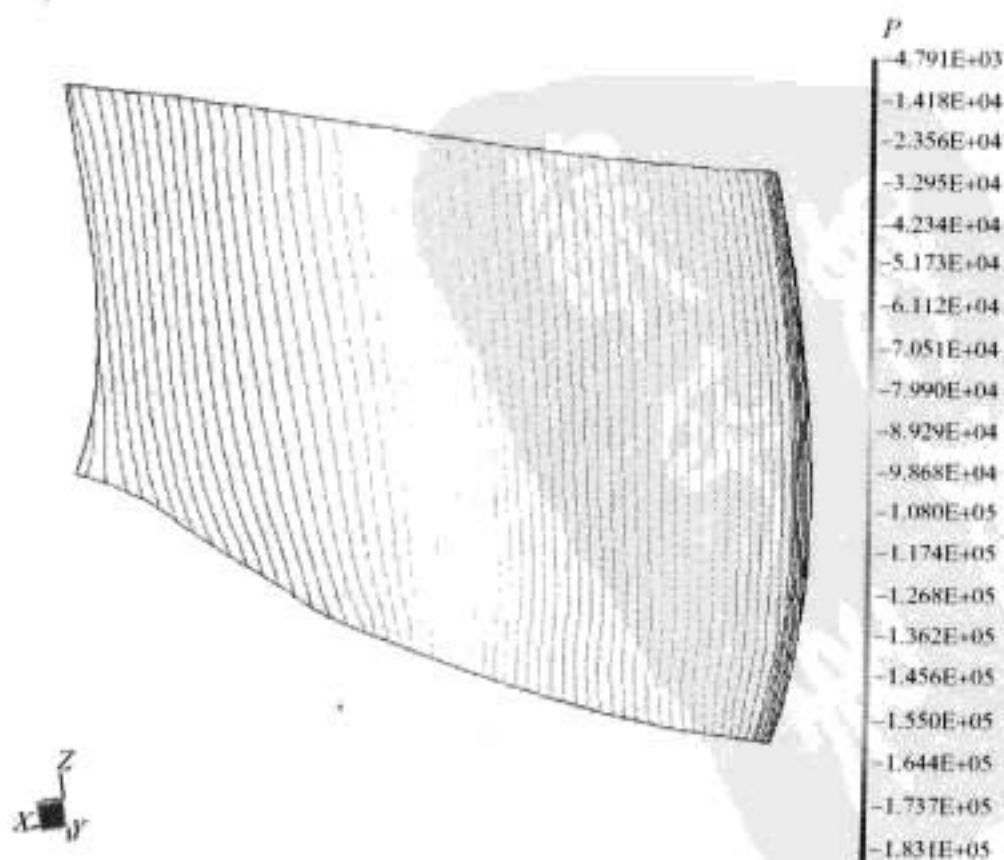


图 2.2-4 叶片工作面压力等值线

无脱流,无叶道涡流,进、出口角安放合理,叶片进、出口角安放合理,有利于整体效率水平的提高;上冠、下环附近水流流态较好,没有回流、涡流现象出现,提高了水轮机水力稳定性。

3.1.5.5 CFD 分析结论

从CFD分析结果可以看出,整个流道的优化设计均达到了满意的结果。可以转入模型试验。

3.2 水轮机的水力部件强度计算

3.2.1 水轮机转轮的刚强度分析

混流式水轮机转轮容易在叶片出水边与上冠、下环交接局部区域产生疲劳裂纹,这些区域也是转轮的高应力区。在转轮的设计中,转轮的应力水平、上下密封环处的位移以及转轮的动态特性是分析的关键。分析的目的是检验强度能否满足许用应力要求,转轮在水中的固有频率是否能避开转频与导叶数的乘积;叶片固有频率是否避开叶片出水边的卡门涡频率等。从而避免机组运行过程中产生共振,转轮叶片产生裂纹。

通常情况下,水轮机转轮刚强度计算主要考核最大水头额定出力工况、额定水头额定出力工况、飞逸工况。转轮的许用应力,在正常工况下为 $\frac{1}{5}\sigma_s$,在飞逸工况下为 $\frac{1}{3}\sigma_b$ 。

使用有限元法和大型结构分析软件 ANSYS 或 I-DEAS 对转轮进行强度分析,压力边界条件由水力设计给出,动态载荷应参考一些应力实测结果。动态特性分析应考虑水的附加质量对转轮在水中固有频率的影响,转轮在水中的固有频率与转轮的振动模态和叶片形状有关,转轮在水中的固有频率均采用下降系数方法确定。

其他型式的水轮机情况基本相同。

3.2.2 水轮机导叶的刚强度分析

活动导叶刚强度计算原则是,在保证导叶刚强度性能的前提下,尽量使导叶轴承的受力分配合理,导叶设计结构合理、经济。活动导叶的强度计算通常应考虑停机工况、紧急停机工况、剪断销破坏工况。导叶变形对导叶停机封水设计有参考价值。

3.2.3 水轮机蜗壳座环的刚强度分析

通常计算蜗壳座环的应力和变形,得到蜗壳座环的应力分布。计算模型为明蜗壳,不考虑蜗壳座环与混凝土的联合受力作用。

在蜗壳座环的设计中,应力是主要矛盾。蜗壳与座环的搭接位置,过渡段厚度是影响其强度的主要因素。同时,应对固定导叶固有频率、卡门涡频率进行计算。

4 水轮机的模型试验的条件及内容

4.1 试验的标准

模型试验采用以下标准:

- (1) GB/T 15613.1《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验 第一部分:通用规定》。
- (2) GB/T 15613.2《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验 第二部分:常规水力性能试验》。
- (3) GB/T 15613.3《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验 第三部分:辅助性能试验》。
- (4) GB/T 10969《水轮机通流部件技术条件》。
- (5) IEC 60193—1999《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验规程》。

4.2 模型试验台

水轮机模型试验台是水轮机研发的最重要的基本硬件设施,是研发的基础。过去一般通过水头较低的能量台进行选型试验,通过高水头试验台进行定型试验。随着计算流体力学技术的进步,选型试验已经被计算机方案数值模拟试验所取代,所以,现在水轮机模型试验台主要指高水头试验台。国内外一般具备研发能力的单位,均有自己的试验台。

由于水轮机的性能是通过模型试验结果进行验收,模型试验不单是技术研发平台,同时还是商务技术平台,因此备受有关各方重视。

水轮机模型试验台一般由机械管路系统、电气系统、测试系统和辅助系统等四个系统组成,是一座装备齐全多功能小水电站,如图 2.2-5 所示。机械管路系统和电气系统关系到试验

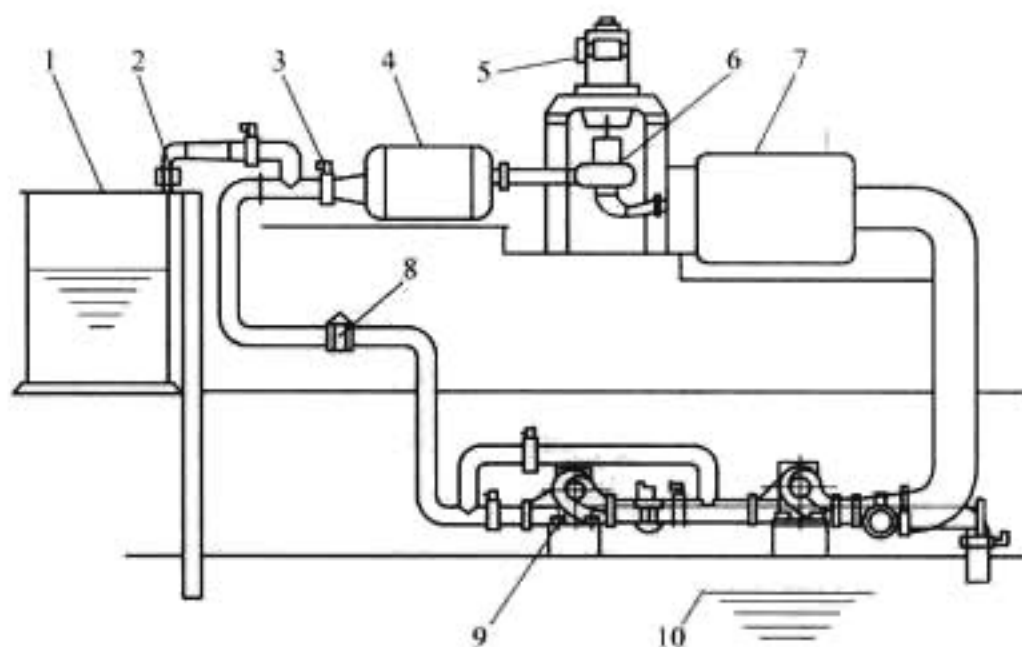


图 2.2-5 水轮机模型试验台系统示意图

1—流量标定筒;2—流量切换装置;3—阀门;4—压力罐;5—测功机;6—模型试验装置;7—尾水箱;8—流量计;9—水泵;10—水库

台的试验能力,测试系统关系到试验台的精度,辅助系统是保障试验台的正常运行。机械管路系统一般由水泵、管路、阀门、罐体、静压轴承、试验台架等构成。电气系统一般由电动机、测功机、电气调速和控制系统、变压器等组成。辅助系统一般由试验台控制系统、抽真空设备及其控制系统、供油设备及其控制系统、阀门控制系统、空调系统、空压机设备、安装辅助设备构成。测试系统是核心,它由传感器及其原级标定设备、数据采集系统、计算机及其软件等组成。一般地,试验台具有一定的通用性,可以为各种类型的水轮机模型进行试验。

4.3 模型装置

水力设计方案应当制造成模型装置,才能在试验台上对其进行测试。模型装置不但是一个小的水轮机,更应当满足各种模型测试的要求,是保证试验精度的基础,是试验整体技术水平的一个重要部分。图 2.2-6~图 2.2-7 为几种典型

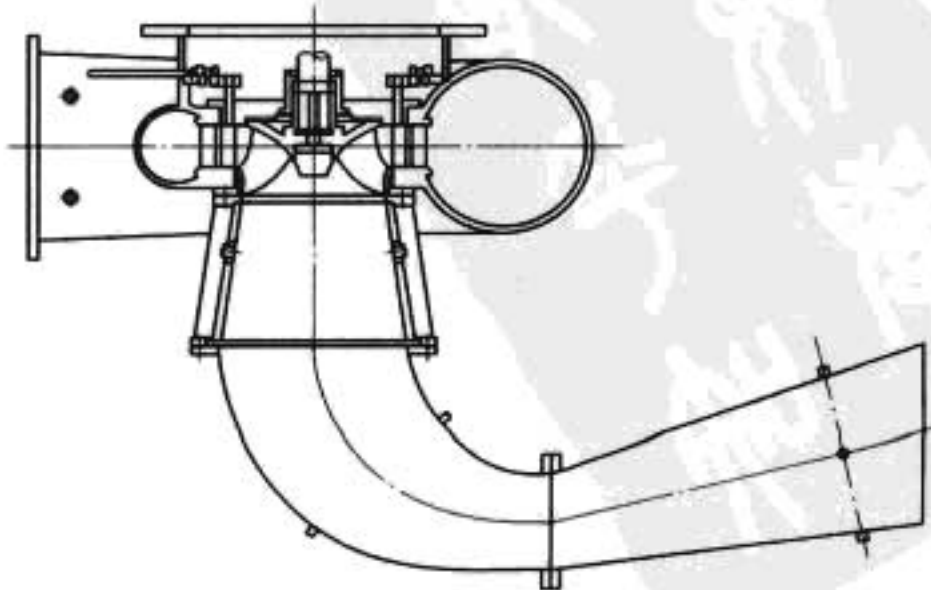


图 2.2-6 混流式模型总装图

的模型装置图。图 2.2-6 所示为混流式模型总装图,图 2.2-7 所示为轴流式模型总装图,图 2.2-8 所示为贯流式模型总装图。

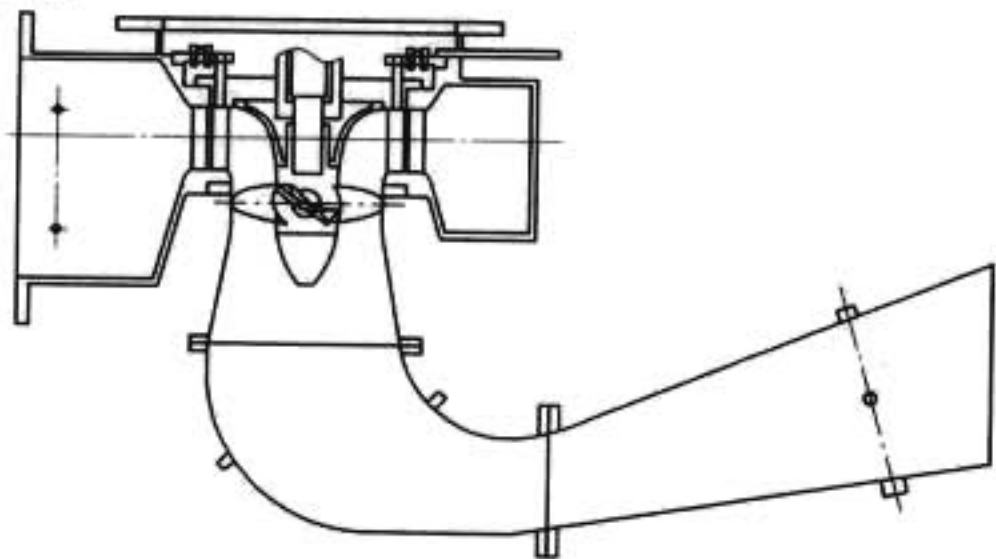


图 2.2-7 轴流式模型总装图

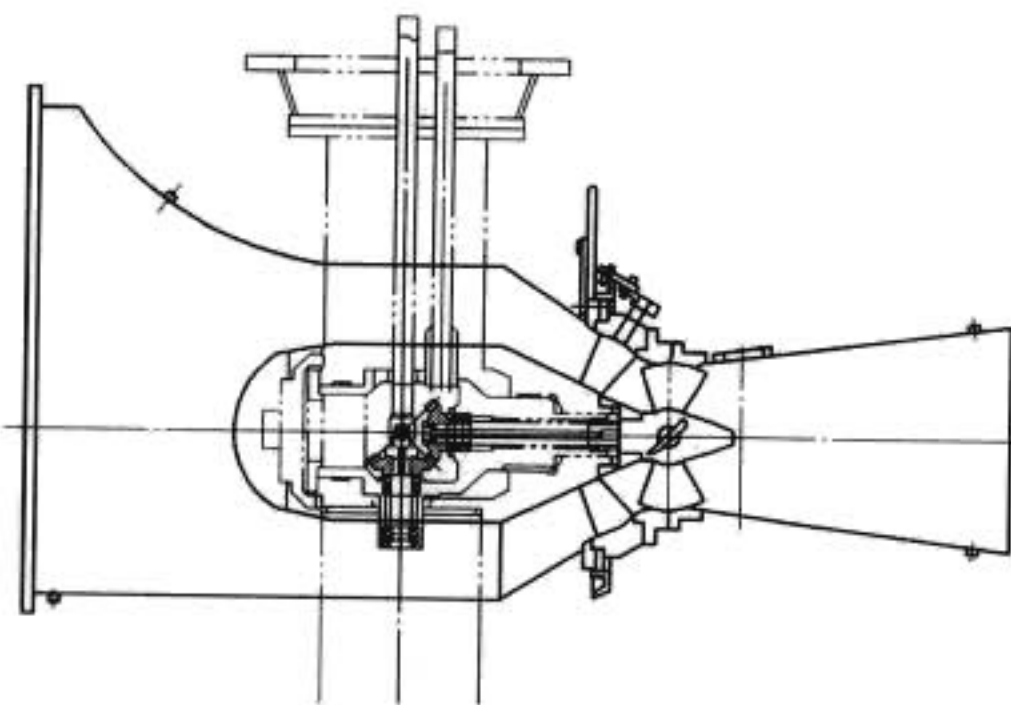


图 2.2-8 贯流式模型总装图

4.4 成像观察

流态观测成像系统是一种先进的测试手段。将转轮进口和出口、锥管、尾水管等处的水流流动状态的视频信号实时地通过光纤、内窥镜和摄像机传送到计算机画面上,对流态进行全面地观察和记录,从而准确地观察并记录水轮机叶道涡、正背面脱流、空化气泡等,为水轮机效率、空化、稳定性等性能的改善提供了帮助,为电站运行提供了参考资料,为水轮机性能的深入研究和学术交流提供了一个有效的工具。

流态观测成像系统是水轮机测试从外特性到内特性测试的一个开端,是模型试验与测试技术的进步。流态观测成像系统已成功应用在三峡等一批大型项目的水轮机研制。

4.5 流场测试

流场测试是水轮机内特性数字化测试。其目的在于将试验结果与计算流体力学(CFD)计算结果进行比较,相当于对 CFD 计算结果进行标定,从而使 CFD 计算结果与实际结果更为接近,进一步提高实用价值。

目前全面进行流场测试还不具备条件,但可以先易后难。

(1) 在规则平直轴对称圆管检查流场测试设备。

(2) 在相对容易测量的静止位置,如蜗壳进口断面、尾水管锥管断面、导叶后转轮前断面等,进行流场测试。如果测量整个断面有困难,可以先测量个别点,如果准确,这对于 CFD 计算也是十分有意义的。

(3) 测量转轮流道内的流场,即使只测量到个别点的流速,对 CFD 计算也具有重大意义。

(4) 测量转轮流道内的流场,测量一些特征点,如叶片进口、出口、中间点,如果结果准确,对 CFD 计算将取得突破。

随着粒子示踪技术(PIV 技术)的逐步成熟,对模型水轮机相应断面进行定量流动试验研究就由理想变成了可能。PIV 测量实际上就是利用激光技术测量特定示踪粒子的运动速度,从而测量整个截面的速度场分布的方法。通过对所测得速度场的分析就可以得到测量断面内水的流动状态。

4.6 试验内容一览表

一般水力试验台可以进行下列试验:

(1) 性能试验。确定功率、转速、流量和效率。

(2) 空化试验。确定初生及临界空化系数,测量和观察叶片、尾水管的空化部位。

(3) 飞逸试验。确定在各导叶开度下,主轴力矩为零时的转速。

(4) 压力脉动试验。确定水力通道在指定部位(例如尾水管、蜗壳等)水流压力脉动幅值和频率。

(5) 力特性试验。确定轴向水推力、径向力、导叶水力矩及转桨式转轮叶片水力矩。

(6) 补气试验。确定最佳补气位置和补气量,以减小压力脉动。

(7) 压力场和速度场试验。测量各部位水流的压力分布和速度分布。

(8) 其他专项研究试验。例如,转轮叶片应力试验等。

4.7 水轮机综合特性曲线

根据水轮机的相似率,用综合特性曲线来描述水轮机模型的水力性能。在综合特性曲线上,通常以 η_{11} 和 Q_{11} 作为坐标轴,绘出等效率线、等临界空化系数线、等导叶开度线、转桨式水轮机转轮叶片等转角 φ 线、混流式水轮机出力限制线、等压力脉动线、记录涡带特征、叶片进水边正面脱流线、背面脱流线、叶道涡初生线等,图 2.2-9~图 2.2-11 给出了部分示例。

模型综合特性曲线表达了水轮机模型的主要水力性能。根据相似率,按照水电站给定的水能条件,可以求出水轮机转轮的公称直径、额定转速、吸出高度及各工况下的效率等主要性能参数。

确认水轮机的性能,可采用现场验收或模型验收的方式,前者耗资多、精度低,较少采用,模型验收方法在国内外普遍采用,国际电工委员会(IEC)和中国全国水轮机标准化技术委员会都制定有相应的规程。

5 水轮机的现场试验

5.1 现场试验标准

现场试验采用以下标准:

(1) GB/T 20043—2005《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程》。

(2) GB/T 17189—1997《水力机械振动和脉动现场测试规程》。

(3) GB/T 6075.5—2002《在非旋转部件上测量和评价机器的机械振动 第 5 部分:水力发电厂和泵站机组》。

(4) GB/T 11348.5—2002《旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第 5 部分:水力发电厂和泵站机组》。

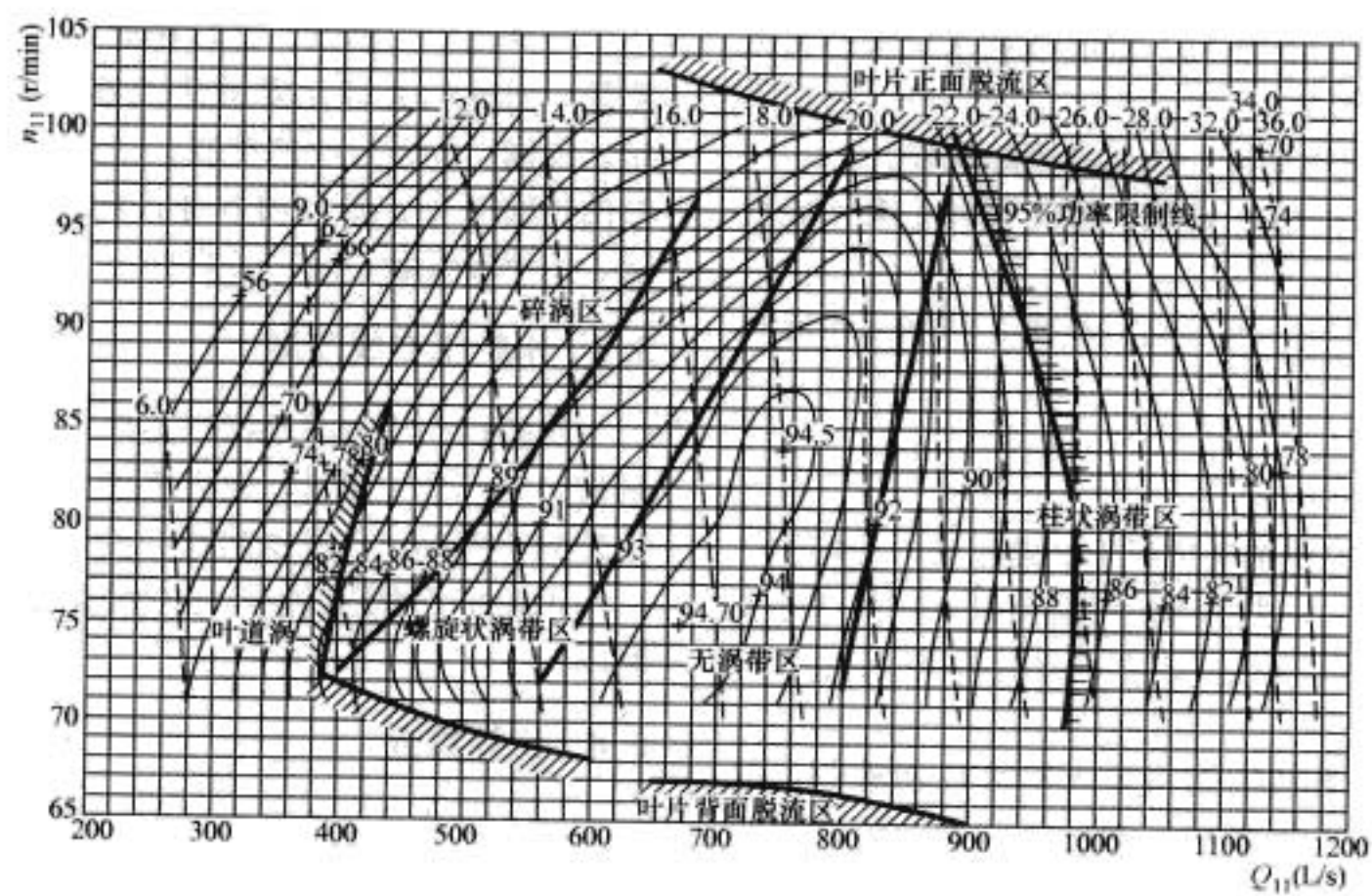


图 2.2-9 混流式水轮机综合特性曲线(附流态观测结果)

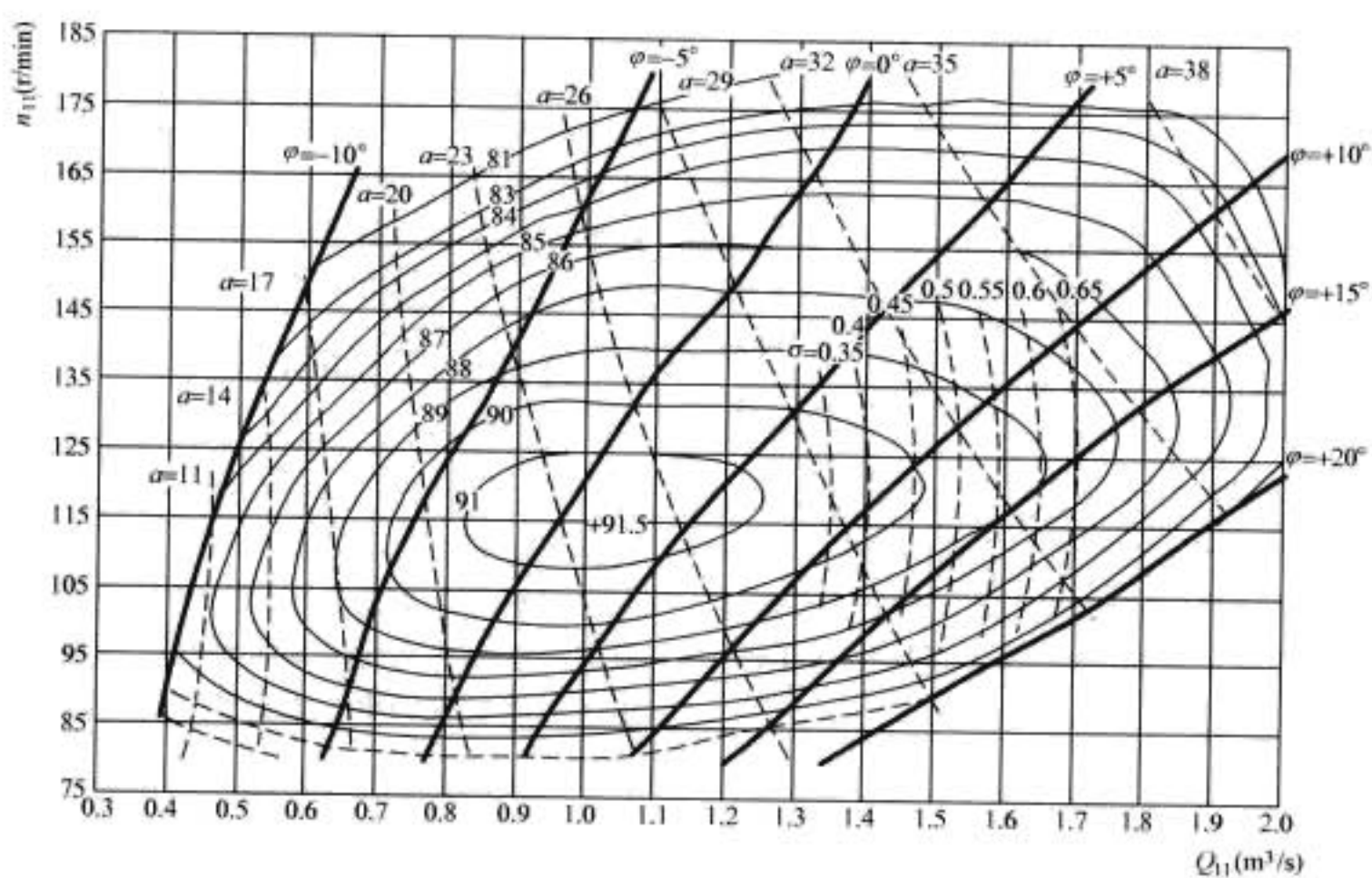


图 2.2-10 轴流转桨式水轮机综合特性曲线(附等空化系数线)

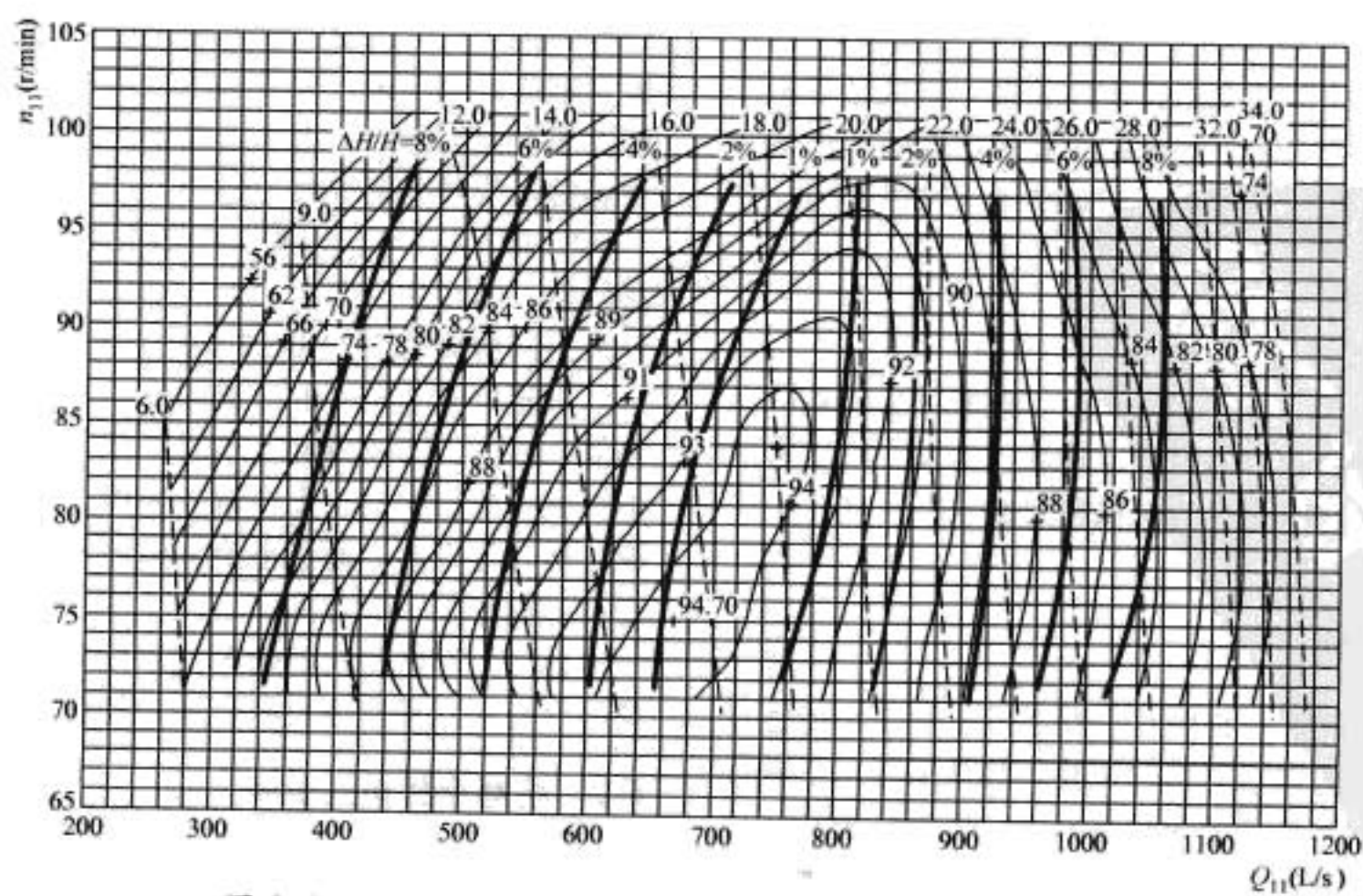


图 2.2-11 混流式水轮机综合特性曲线(附等压力脉动线)

(5) IEC 60041—1991《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程》。

(6) IEC 60308《水轮机调速系统试验国际规程》。

(7) IEC 60609—1 1978《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机空蚀评定》。

(8) IEC 60609—2 1997《水轮机、蓄能泵和水泵水轮机空蚀评定》。

5.2 相对效率试验

由于水电站水轮机的现场流量难于准确测量,现场往往通过指数法或其他相当的方法来测量相对流量,在此基础上计算出水轮机的相对效率,这种效率试验称为相对效率试验。

相对效率试验结果虽然不能用于水轮机性能验收,但仍非常实用:可以用于了解水轮机的性能状况,监测水轮机的相对效率,指导优化运行;对于转桨式水轮机,还可用来调整导叶与桨叶的协联关系;可以用于同一水电站不同机组的性能相对比较,如差异过大,可以查找原因;可以用于老水电站机组改造前后性能的比较,检查机组改造的效果等等。

5.3 绝对效率试验

绝对效率试验结果能够用于水轮机性能验收,但要求流量必须能够准确地测量。绝对效率试验不仅代价大,而且难度大,有时即使得出结果,往往因精度太差而无法作出判断。所以绝对效率试验一般都不进行,性能验收都是通过模型验收试验来完成。

绝对效率试验是水轮机研究的一项重要方向。人们对绝对效率试验进行不断探索,期望通过攻关,能够使绝对效率试验常态化,不单是为了进行原型性能试验,更为了研究和验证原型与模型的相互关系,从而推动水轮机科研向更深领域发展。

5.4 水力稳定性试验

现代测试设备的进步,为现场水力稳定性试验提供了优越的条件。现场水力稳定性试验主要测量水轮机流道特征部位(如蜗壳、尾水管等部位)的水流压力脉动,通过整理分析,得出水轮机各运行工况的稳定性状态结果。该结果可以用于划分运行区,指导优化运行。通过与模型试验结果对比,可以研究模型与原型的水力稳定性关系。测试设备还可作为水电站的监控设备,便于水电站对其稳定性状态机械实时监测,发现问题及时采取措施,记录结果还可以作为故障诊断分析的重要参考。

5.5 机械稳定性试验

机械稳定性试验是利用一些振动、摆度、噪声测量设备,对水轮机的机械部分,如主轴、轴承、顶盖、机架等部位进行振动测量,了解水轮机的机械稳定性状态。其作用同水力稳定性试验。

5.6 叶片动应力测试

叶片动应力测试是通过在叶片上贴上应变片或小传感器来对叶片特征点的应力进行测量的试验。其结果可用于进行叶片裂纹原因分析、叶片动载荷频率分析、振源分析和叶片强度计算、指导运行机组等,对水轮机的深入研究具有很重要的价值。

叶片动应力测试,是对转动的工作条件恶劣的叶片进行测量,研究的关键是要解决传感器安装、防护、信号的测量、传输、测量过程的控制、动静部件间控制信号和测量信号的传输等等。尤其动静部件间控制信号和测量信号的传输、传感器安装、防护是难点。

5.7 水轮机在线监测

水轮机在线监测是指把关系到机组安全、稳定运行的测量信号进行集中测量,对机组进行实时监测并记录,有时还上传到管理部门,发现问题,及时提醒、报警或者停机。

水轮机在线监测研究关键是信号可靠,而不是信号精度。

5.8 空蚀检查

状态检修是水电站发展的一个趋势,空蚀检查是其中的一个难点。由于空蚀检查需要停机、放水、搭架子等,非常复杂,有时检查比维修还费时费力。不停机、不打开水轮机能完成空蚀检查是客观的要求,同时也是空蚀检查的复杂方向。

研究分两步:第一步是停机检查。停机后,不放水、不打开进入门,通过类似内窥镜的设备通过事先预留的检查孔伸到空蚀部位进行检查。第二步是运行检查。水轮机运行过程中,通过采集类似噪声或超声波等信号,判断是否存在空化现象,如有空化现象,及时设法避开。

6 材料及工艺研究

材料及工艺的研究与水轮机的制造的质量、工作效率,影响水轮机的性能指标和可靠性。因此应当成为水轮机研发的一个重要组成部分。

材料及工艺的研究应包括转轮和其他所有水轮机部件,但由于水轮机转轮的要求最高、最能体现材料及工艺研究的水平,故研究的重点也集中在水轮机转轮上。

6.1 抗空蚀材料的研究

众所周知,不锈钢比普通钢抗空蚀破坏。现在水轮机的空蚀问题相对二十年前得到了极大的改善,大规模使用不锈钢材料是主要原因之一。

20世纪70、80年代,为了合理利用钢材,较多采用异种钢焊接转轮。转轮一般叶片采用不锈钢,上冠、下环采用碳素钢或低合金钢,焊接材料不锈钢。虽然异种钢焊接转轮解决了空蚀问题,但由于焊接接头区出现了诸如高残余应力等难题,使异种钢焊接转轮的推广应用受到限制。

20世纪90年代以来大中型水轮机基本上采用同种钢焊接转轮,即叶片、上冠和下环都用同材质的不锈钢,焊接材料采用同材质的 HS135 或具有三相组织的 HS367。

水轮机除转轮外的过流部件,通常采用不锈钢和普通材料复合方式。不锈钢和普通材料复合方式有普通材料上堆焊不锈钢、普通材料与不锈钢板塞焊、普通材料与不锈钢板用螺钉把合等方式。通过电渣重融的方式将普通钢与不锈钢复合在一起也是一个方向。

总之,空蚀材料的研究大致分为两方面:一是抗空蚀材料的研究;二是空蚀材料焊接和复合工艺的研究。

6.2 抗磨损材料的研究

水轮机泥沙研究表明,磨损与材料存在以下关系:金属材料存在一个临界硬度,低于该硬度,材料表面硬度越高越

耐磨；金相组织结构中，马氏体抗磨性能最好，奥氏体抗磨性较好，铁素体抗磨性较差，多相组织最差。非金属材料泥沙流速小于溃裂流速时，非金属材料的抗磨损性能一般优于普通金属材料数倍，大于溃裂流速时，则出现溃裂，破坏十分严重；材料表面粗糙度越大，材料磨损越严重，加工越平整、光滑，则越耐磨。

对于金属母材，抗磨损材料的主要有 Cr13Ni4、Cr13Ni5、Cr13Ni6、Cr16Ni5。

一般地，金属材料各有所长。有的硬度高、强度高但韧性较差；有的韧性较好但硬度低、强度低；有的硬度高、强度高、韧性也较好，但焊接性能不够理想。

抗磨损材料的研究包括：研制综合性能好的材料；研制单一性能卓越的材料并设法发挥各种材料的联合效用。

6.3 抗磨蚀材料的研究

磨损和空蚀联合作用将导致材料的快速破坏。既抗磨损又抗空蚀的材料现在基本上还是 Cr16Ni5。各种涂层材料和复合材料，抗磨性能很好，但都抵抗不了空蚀。看来既抗磨损又抗空蚀的材料短时期内不会有大的突破。

基于此，抗磨蚀材料的研究的内容为：继续研究更优秀的抗磨蚀材料；将磨损和空蚀分离解决，即材料研究只研究更加抗磨损的材料，空蚀问题由设计来保证水轮机不在空化状态下运行来解决。

6.4 抗裂纹、抗疲劳、高寿命材料的研究

近年来，裂纹问题成为水轮机可靠性的控制因素。为此，对抗裂纹、抗疲劳、高寿命材料的研究提出了要求。另外，还有采用电渣重熔技术、模压技术等，都是设法改善工件的材质，提高其抗裂纹、抗疲劳性能，达到延长寿命的目的。

6.5 铸造工艺的计算机过程模拟

铸件质量是水轮机转轮叶片质量的关键之一。铸造工艺的计算机过程模拟研究内容是：通过计算机对多个技术方案进行对比计算，优化铸造工艺。通过研究，可以科学确定沙箱工件位置、浇口冒口的大小位置等铸造工艺参数，为控制浇铸温度、浇铸过程、冷却顺序、控制变形等提供参考依据。

6.6 叶片热弯成型工艺的计算机过程模拟

热弯成型是提高水轮机叶片毛坯质量的一项关键工艺措施。通过叶片热弯成型工艺的计算机过程模拟，可以在计算机上对多个成型工艺方案进行对比计算优化，最后给出叶片的展开毛坯形状，同时给出如确定成形力、压力中心、定位设置、初压温度等，为热弯成型工艺奠定基础。

6.7 焊接工艺的计算机过程模拟

焊接工艺是保证水轮机转轮组焊质量的关键工序。焊接工艺的计算机过程模拟研究是：通过计算机模拟实施焊接各种工艺方案，通过对控制残余应力、焊接变形等的评定，优化焊接工艺。

6.8 数控工艺的计算机过程模拟

近年来，数控加工是水轮机叶片形线加工质量提高的根本原因，水轮机技术进步的一个重要标志。数控工艺的计算机过程模拟技术已经比较成熟，但仍有一些没有解决的难

题。如水泵水轮机、冲击式转轮的整体数控加工仍然需要攻关研究。

7 新结构的研究

这二十年来，通过对新结构的研究，水轮机结构取得了许多进步。

7.1 长短叶片转轮

转轮采用长短叶片结构，推动高水头水轮机水力设计的进步，大大提高了转轮的刚强度，不仅在高水头混流式水轮机领域上有广泛的应用前景，而且还推广应用到水泵水轮机领域。

7.2 圆筒阀

国内在圆筒阀应用上已取得长足进步。圆筒阀解决了机组停机导叶漏水问题，既解决了导叶的磨蚀问题，又节约能源，还有其他诸多好处，在高水头机组和含沙水流水电站有广泛的应用前景。

7.3 转轮与主轴连接结构

转轮与主轴传扭连接传统采用键连接和销钉连接结构，不容易保证转轮的互换性。近年来，转轮与主轴传扭连接采用摩擦传扭和剪切套传扭新结构，解决了转轮的互换性问题。转轮互换性问题的解决，对含沙水水电站至关重要。

7.4 大转轮结构

为解决运输条件限制的大转轮制造问题，主要采用分瓣转轮和工地加工两种方案，其中采取了以下新措施：上冠用埋入式螺栓连接替代代上表面分瓣法兰；不切割叶片的转轮分瓣；上冠的非对称分瓣结构；采用大钝边焊接工艺；转轮工地现场制造技术。

7.5 双平板座环结构

双平板座环结构改善了蜗壳与座环连接处的应力，取代原来的碟形边座环。

7.6 轴承结构

在轴承结构方面，广泛采用分块瓦轴承和筒式轴承。分块瓦轴承基本上都采用斜楔调节结构和非同心瓦面结构。筒式轴承有旋转油盆结构和轴领结构，瓦面有圆柱形和抛物线结构。在轴瓦方面。水导轴承除巴氏合金瓦外，也开始尝试弹性金属塑料瓦，在水质清洁的电站还使用了水润滑轴承。

7.7 主轴密封结构

主轴密封传统采用双平板密封。近年来采用的新主轴密封结构有水活塞轴向平衡式主轴密封、径向主轴密封、纯无接触式主轴密封、反螺旋槽无接触式主轴密封、带泵轮的无接触式主轴密封。这些成果的应用，提高了机组的密封效果和密封可靠性。

7.8 顶盖取水

利用转轮上冠密封漏水来提供机组技术供水，一举两得，节约了能源，值得推广。

7.9 自润滑轴套

钢背复合材料自润滑轴套的研制成功，在浆叶轴套、导

叶轴套、连杆销套上得到广泛的采用。

7.10 环保型轴流转桨式转轮技术的研究

随着国家对人类生存环境的重视,轴流转桨式转轮操作油泄漏对环境造成的危害问题越来越突出,因此研究出一种环保型轴流转桨式转轮是当前水电行业的课题之一。

7.11 轴向水推力减少的结构

通过合理设计水轮机迷宫间隙位置等措施,大大减小了水轮机的轴向水推力。

7.12 导水机构部件

单缸接力器在水泵水轮机启动过程中得到应用。偏心销在一定程度上取代螺纹叉头。导叶摩擦保护装置广泛应用。

7.13 补气结构

目前已普遍采用主轴中心孔补气装置,传统尾水管补气装置,包括十字架补气、短管补气、射流补气等,稳流片也很少采用。

水轮机有悠久的历史,结构基本上已经定型,但新结构的研究仍有很大潜力。初步看来,转轮迷宫结构、转桨式叶片的操作机构、喷针的操作机构、阀门、导叶操作机构、轴承、主轴密封等领域均存在大量结构创新的空间。

水轮机的研发本质是不断创新,创新类型是原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新。在借鉴相关领域的成果的同时,我们需要不断解放思想、敢想敢试、自主创新、慎重推广,快速推进我国实现由世界水电大国到水电强国的跨越。



第3章 水轮机选型

1 概述

水轮机选型通常是根据电站参数，包括上、下游水位，水头、流量、水质、泥沙含量、装机容量、机组台数、水工建筑物的布置等基本参数及有关资料，结合水轮机开发能力及制造能力，选择水轮机的类型、布置形式及主要性能参数等。

- (1) 根据水电站的水头和功率选择水轮机的型式。各型水轮机的实用范围如图 2.3-1 所示。
- (2) 大中型混流式、轴流转桨式水轮机，以及小型混流式、轴流式和贯流转桨式水轮机的特性参数见表 2.3-1～表 2.3-5，这些参数虽然不够先进，但可以作为最基本的参考对比数据。表 2.3-6～表 2.3-8 为近年来国内一些典型水电站水轮机主要参数的统计表，这些参数相对比较先进。

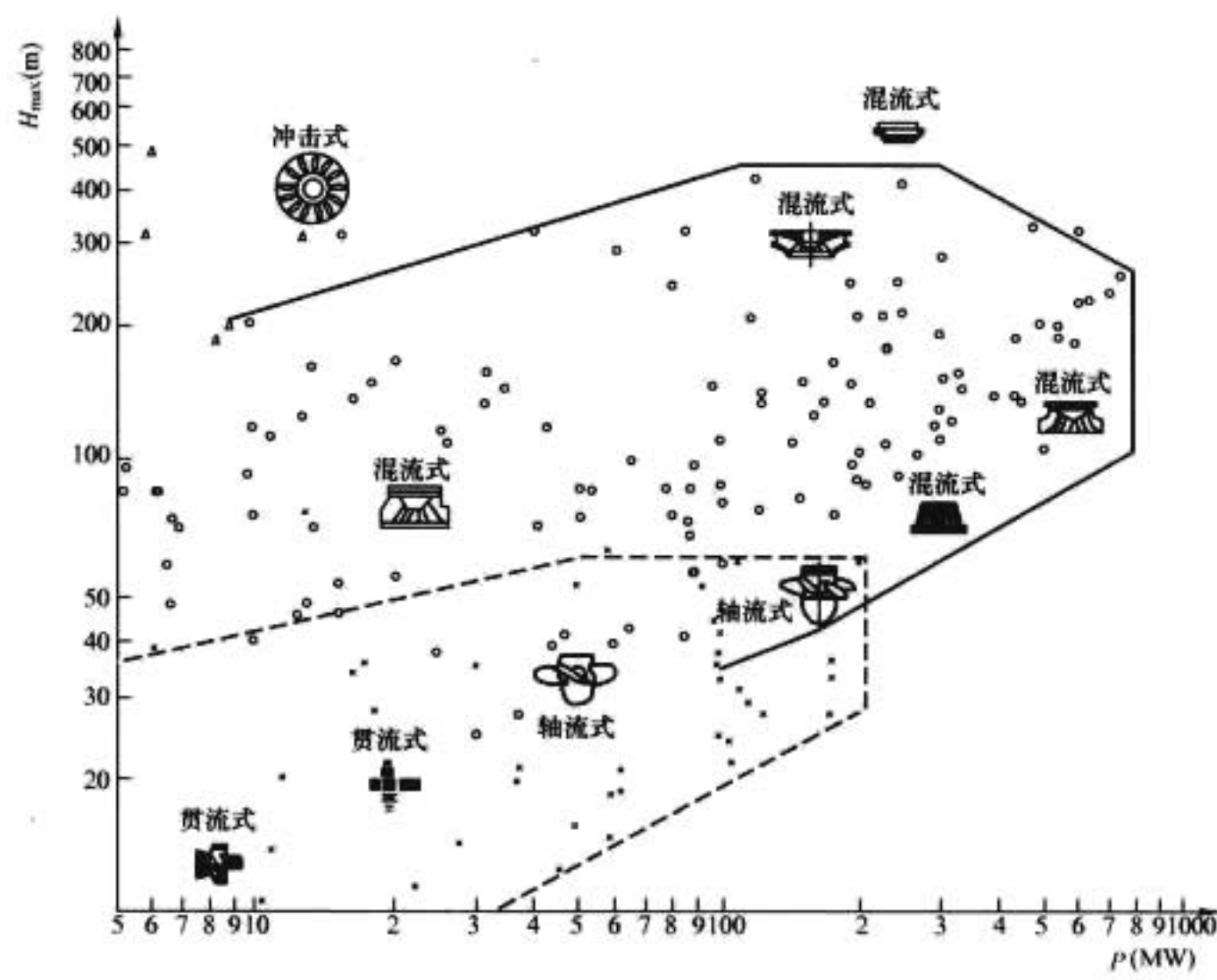


图 2.3-1 各形水轮机的实用范围

表 2.3-1 大中型混流式水轮机特性参数

最大使用水头 H_{max} (m)	45	75	100	120	140	160	190	220	260	320	380	450
导叶相对高度 \bar{b}_0	0.365	0.315	0.30	0.28	0.25	0.225	0.20	0.18	0.16	0.14	0.12	0.10
最优单位转速 $n_{11,opt}$ (r/min)	78~84	76~82	74.5~79.5	73~77.5	68~74	67~72	66~70	65~69	64~67.5	63~66	62~64.5	61~63.5
最大使用单位流量 $Q_{11,max}$ (m ³ /s)	1.22~1.32	1.18~1.26	1.10~1.18	1.00~1.12	0.90~1.02	0.78~0.90	0.66~0.75	0.54~0.63	0.45~0.53	0.35~0.41	0.27~0.32	0.18~0.23
在 $Q_{11,max}$ 时的空化系数 σ_m	0.14~0.22	0.13~0.20	0.12~0.18	0.11~0.16	0.08~0.14	0.08~0.12	0.05~0.09	0.05~0.08	0.04~0.07	0.04~0.06	0.04~0.05	0.03~0.05

表 2.3-2 大中型轴流转桨式水轮机特性参数

最大使用水头 H_{max} (m)	15	22	30	40	50	60
叶片数 z_1	4	4	5	6	6	6
轮毂比 \bar{d}_B	0.35~0.36	0.38~0.40	0.40~0.44	0.44~0.50	0.50	0.53~0.55
导叶相对高度 \bar{b}_0	0.43	0.4	0.4	0.375	0.35	0.35
最优单位转速 $n_{11,opt}$ (r/min)	150~160	135~145	126~135	118~126	110~118	104~110
最大使用单位流量 $Q_{11,max}$ (m ³ /s)	1.90~2.30	1.80~2.20	1.50~1.90	1.30~1.70	1.10~1.40	1.00~1.25
在 $Q_{11,max}$ 时的空化系数 σ_m	0.9~1.35	0.8~1.15	0.6~0.95	0.4~0.75	0.35~0.65	0.3~0.60

表 2.3-3 小型混流式水轮机特性参数

最大使用水头 $H_{\max}(\text{m})$	45	60	80	105	125	150	200	250	320
导叶相对高度 \bar{b}_0	0.35	0.315	0.28	0.25	0.225	0.20	0.16	0.14~0.16	0.12~0.14
最优单位转速 $n_{11,\text{opt}}(\text{r/min})$	80~85	76~83	74~80	70~78	68~75	65~72	65~70	63~67	60~64
最大使用单位流量 $Q_{11,\text{max}}$ (m^3/s)	1.30~1.45	1.15~1.35	1.10~1.25	1.05~1.20	0.95~1.10	0.80~0.95	0.60~0.75	0.45~0.60	0.25~0.35
在 $Q_{11,\text{max}}$ 时的空化系数 σ_m	0.2~0.24	0.12~0.17	0.11~0.14	0.10~0.12	0.08~0.11	0.06~0.09	0.045~0.065	0.04~0.055	0.035~0.045

表 2.3-4 小型轴流转桨式水轮机特性参数

最大使用水头 $H_{\max}(\text{m})$	3~8	6~15	12~22	18~30	26~40
叶片数 z_1	3 或 4	4	4	5	6
导叶相对高度 \bar{b}_0	0.45	0.45	0.40	0.40	0.375
轮毂比 \bar{d}_B	柱形	0.33	0.33	0.35	0.45
	球形	0.38	0.38	0.40	0.45
最优单位转速 $n_{11,\text{opt}}(\text{r/min})$	155~170	142~154	130~140	122~132	115~125
最大使用单位流量 $Q_{11,\text{max}}(\text{m}^3/\text{s})$	2.10~2.30	1.90~2.15	1.70~1.90	1.50~1.70	1.35~1.55
在 $Q_{11,\text{max}}$ 时的空化系数 σ_m	1.2~1.4	0.8~0.95	0.64~0.75	0.52~0.62	0.45~0.55

表 2.3-5 小型贯流转桨式水轮机特性参数

最大使用水头 $H_{\max}(\text{m})$	1.5~8	2~12	3~18	8~25
叶片数 z_1	3~4	3~4	4	5
轮毂比 \bar{d}_B	0.35	0.4	0.4	0.428
导叶相对高度 \bar{b}_0	0.375	0.345	0.345	0.345
最优单位转速 $n_{11,\text{opt}}(\text{r/min})$	181	180	158	145
最大使用单位流量 $Q_{11,\text{max}}(\text{m}^3/\text{s})$	3.70	3.50	3.30	2.70

表 2.3-6 我国典型水电站混流式水轮机主要参数

电站名称	额定出力 (MW)	最大水头 (m)	额定水头 (m)	最小水头 (m)	转轮直径 (m)	额定转速 (r/min)
金汉拉扎	29.9	420.00	390.00	382.30	1.65	750.0
鲁布革	153.0	372.50	312.00	295.00	3.46	333.3
大七孔	16.5	333.30	320.50	312.00	1.20	1000.0
小 湾	714.3	251.00	216.00	164.00	6.60	150.0
糯扎渡	660.0	215.00	187.00	152.00	7.20	125.0
天生桥二级	225.0	204.00	176.00	174.00	4.48	200.0
构皮滩	609.0	200.00	170.00	144.00	7.00	125.0
二 滩	550.0	189.00	165.00	135.00	6.26	142.9
龙 滩	714.0	179.00	145.00	107.00	7.90	107.1
光 照	265.3	162.40	135.00	102.40	5.05	166.7
龙羊峡	325.6	150.00	122.00	99.80	6.00	125.0
天生桥一级	310.0	143.00	111.00	83.00	5.78	136.4
小浪底	306.0	141.67	112.00	67.91	6.36	107.1
李家峡	408.2	137.00	122.00	114.50	6.15	125.0
乌江(扩机)	255.0	131.00	116.00	104.00	4.95	150.0
三峡右岸	710.0	113.00	85.00	61.00	10.44/9.88	75.0
三峡左岸	710.0	113.00	80.60	61.00	10.42/9.95	75.0
公伯峡	306.0	106.60	99.30	96.70	5.80	125.0
隔河岩	310.0	121.50	103.00	80.70	5.74	136.4
漫 湾	306.1	99.20	89.00	73.80	6.30	115.4
戈兰滩	153.1	89.20	83.60	60.00	4.80	142.9
大朝山	229.6	87.90	72.50	50.10	6.11	115.4
万家寨	183.8	80.00	68.00	50.00	6.10	100.0
岩 滩	307.1	68.50	59.40	37.00	8.00	75.0
景 洪	357.2	67.00	60.00	39.50	8.30	75.0
五强溪	248.0	60.10	44.50	36.20	8.30	68.2
柘 林	124.4	43.90	47.00	26.40	6.91	75.0

表 2.3-7 我国典型水电站轴流式水轮机主要参数

电站名称	额定出力 (MW)	最大水头 (m)	额定水头 (m)	最小水头 (m)	转轮直径 (m)	额定转速 (r/min)
石 门	13.00	78.00	67.00	35.00	1.8	500.0
水 口	204.00	57.80	47.00	30.90	8.0	107.1
三门峡	51.60	52.00	30.00	15.00	6.0	100.0
高坝洲	85.80	40.00	32.50	22.10	5.8	125.0
铜街子	154.00	39.50	31.00	26.50	8.5	88.2
万 安	103.00	32.30	22.00	15.00	8.5	76.9
土卡河	56.40	31.50	25.00	12.50	5.8	115.4
乐 滩	153.10	31.50	19.50	8.65	10.4	62.5
沙 湾	123.10	28.24	24.50	21.24	8.5	76.9
葛洲坝	175.30	27.00	18.60	10.60	11.3	54.6
葛洲坝	129.00	27.00	18.60	10.60	10.2	62.5
沙溪口	77.32	24.00	17.50	7.00	8.0	75.0
西 津	62.30	20.50	14.30	6.20	8.0	62.5
富春江	61.60	22.00	14.30	8.00	8.0	62.5
太平湾	49.00	15.50	12.60	12.30	8.0	68.2

表 2.3-8 我国典型水电站贯流式水轮机主要参数

电站名称	额定出力 (MW)	最大水头 (m)	额定水头(m)	最小水头 (m)	转轮直径(m)	额定转速 (r/min)
洪 江	46.40	27.30	20.00	8.40	5.46	136.4
桥 巩	58.50	24.30	13.80	5.50	7.40	83.3
紫兰坝	35.00	19.90	15.40	8.10	5.35	125.0
尼 那	40.00	18.80	14.00	13.70	6.00	100.0
百龙滩	33.00	18.00	9.70	3.00	6.40	93.8
红 花	38.78	17.00	13.20	10.40	5.90	107.1
长 洲	42.94	16.00	9.50	2.50	7.50	75.0
金银台	41.00	15.90	13.00	3.00	6.30	100.0
飞来峡	35.69	15.00	8.53	3.30	7.00	83.3
桐子壕	37.10	14.80	10.00	4.20	6.80	83.3
贵 港	30.00	14.00	8.50	2.50	6.90	79.0
凌津滩	30.93	13.20	8.50	2.20	6.90	79.0
江 口	20.80	12.10	7.30	3.00	6.40	79.0
株 洲	30.31	11.30	6.70	3.00	7.50	65.2
大源渡	30.93	11.24	7.20	3.00	7.50	65.2
沙坡头	29.90	11.00	8.70	5.92	6.85	75.0
王甫洲	28.10	10.30	7.52	3.70	7.20	71.4
大顶子山	11.40	8.70	5.20	2.00	5.60	93.8
小龙门	13.85	6.40	5.00	3.00	6.50	75.2

(3) 水轮机的特性曲线为用于表达水轮机不同工况下效率、功率、空化系数、压力脉动、飞逸转速、导叶水力矩、轴向水推力、桨叶水力矩、流态状况等性能的曲线总和。图 2.3-2~图 2.3-4 为一些特性曲线示例。模型综合特性曲线示例见图 2.3-5~图 2.3-6。

(4) 运转综合特性曲线是面对原型的综合特性曲线，是以水头 H 、出力 P 或流量 Q 为基础坐标几组等值线(如图 2.3-7、图 2.3-8)。运转综合特性曲线有等效率线、等吸出高度线及出力限制线，有时还有等开度线、等压力脉动线、转桨式水轮机的桨叶转角线等。

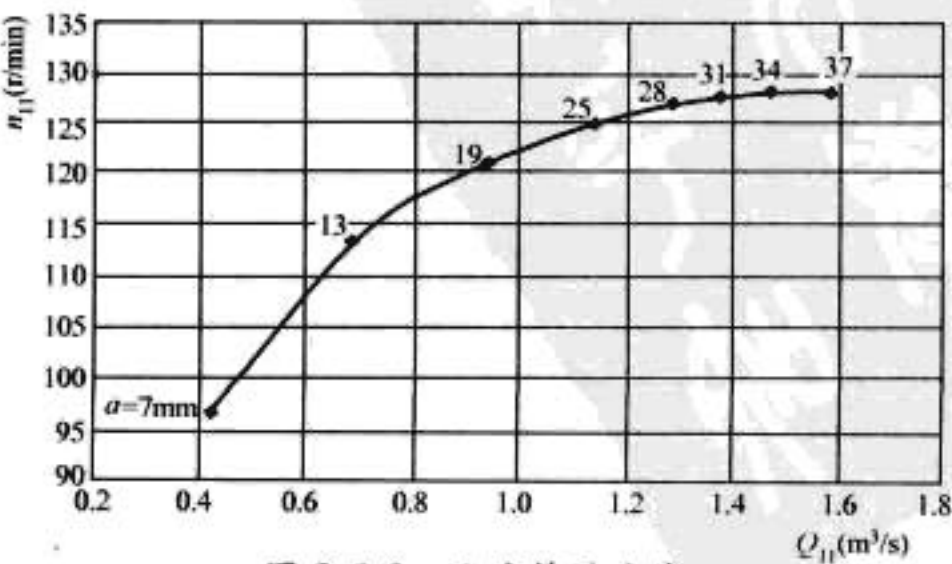


图 2.3-2 飞逸特性曲线

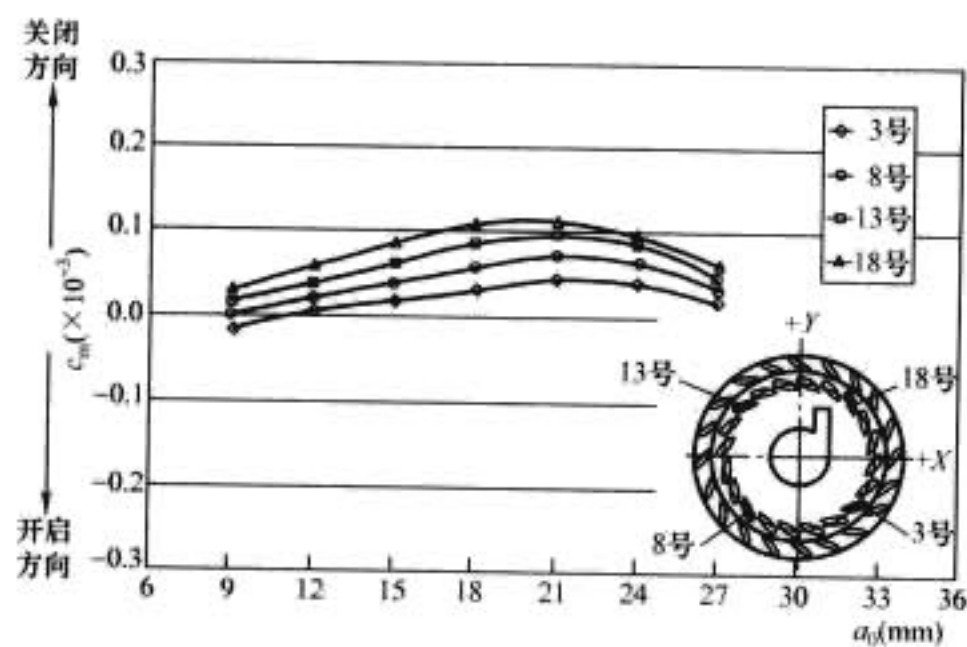


图 2.3-3 导叶水力矩特性曲线

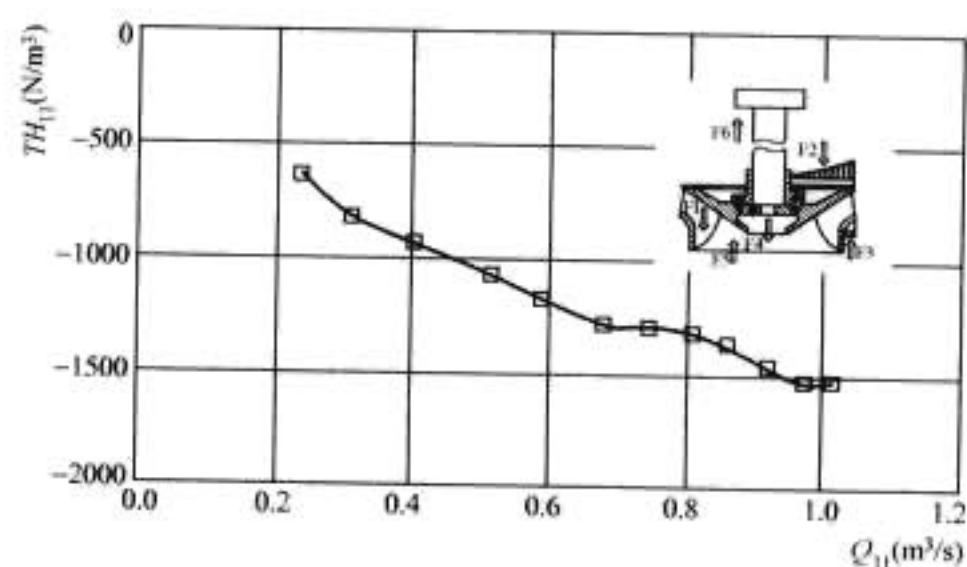


图 2.3-4 轴向水推力特性曲线

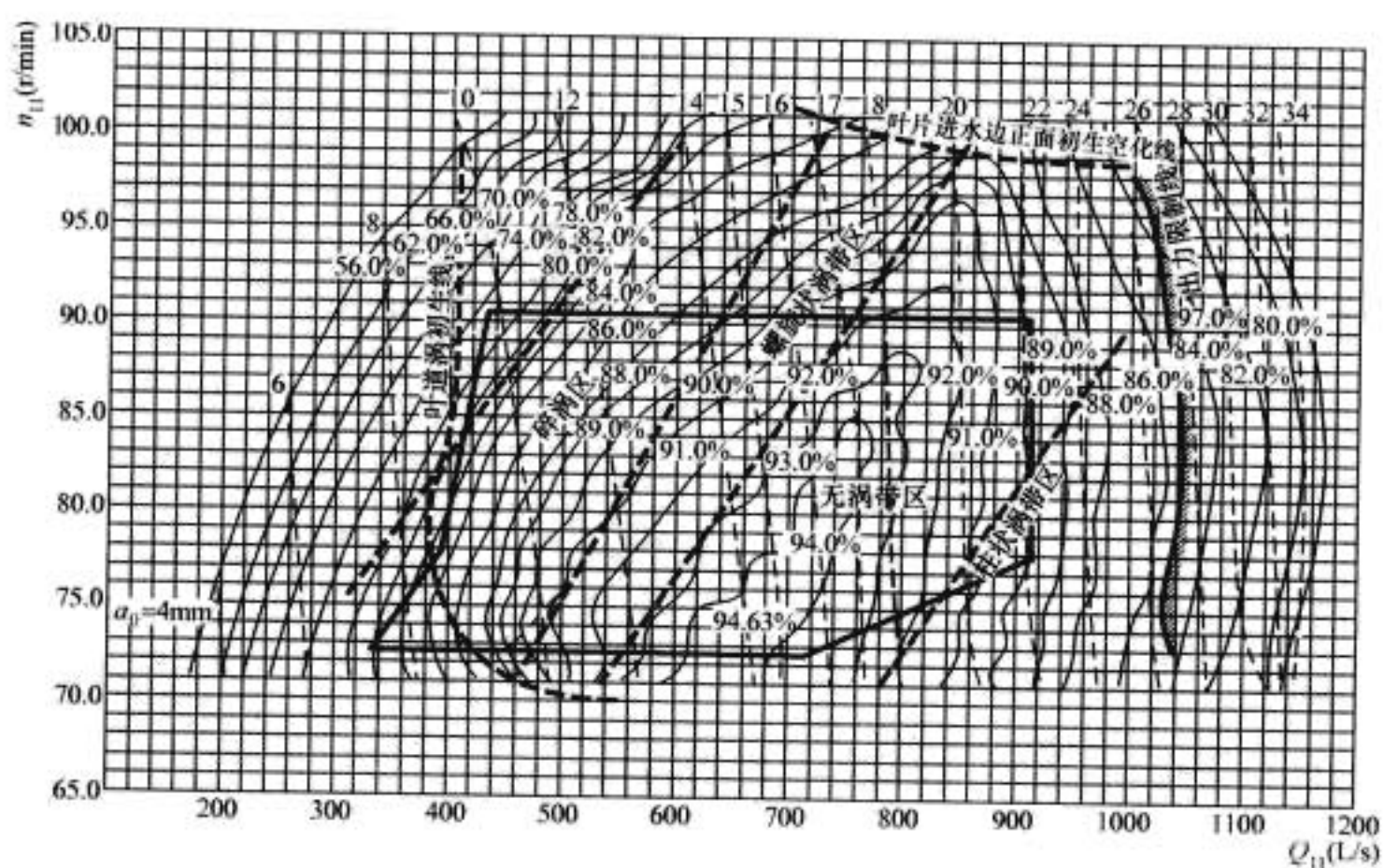


图 2.3-5 混流式水轮机模型综合特性曲线示例

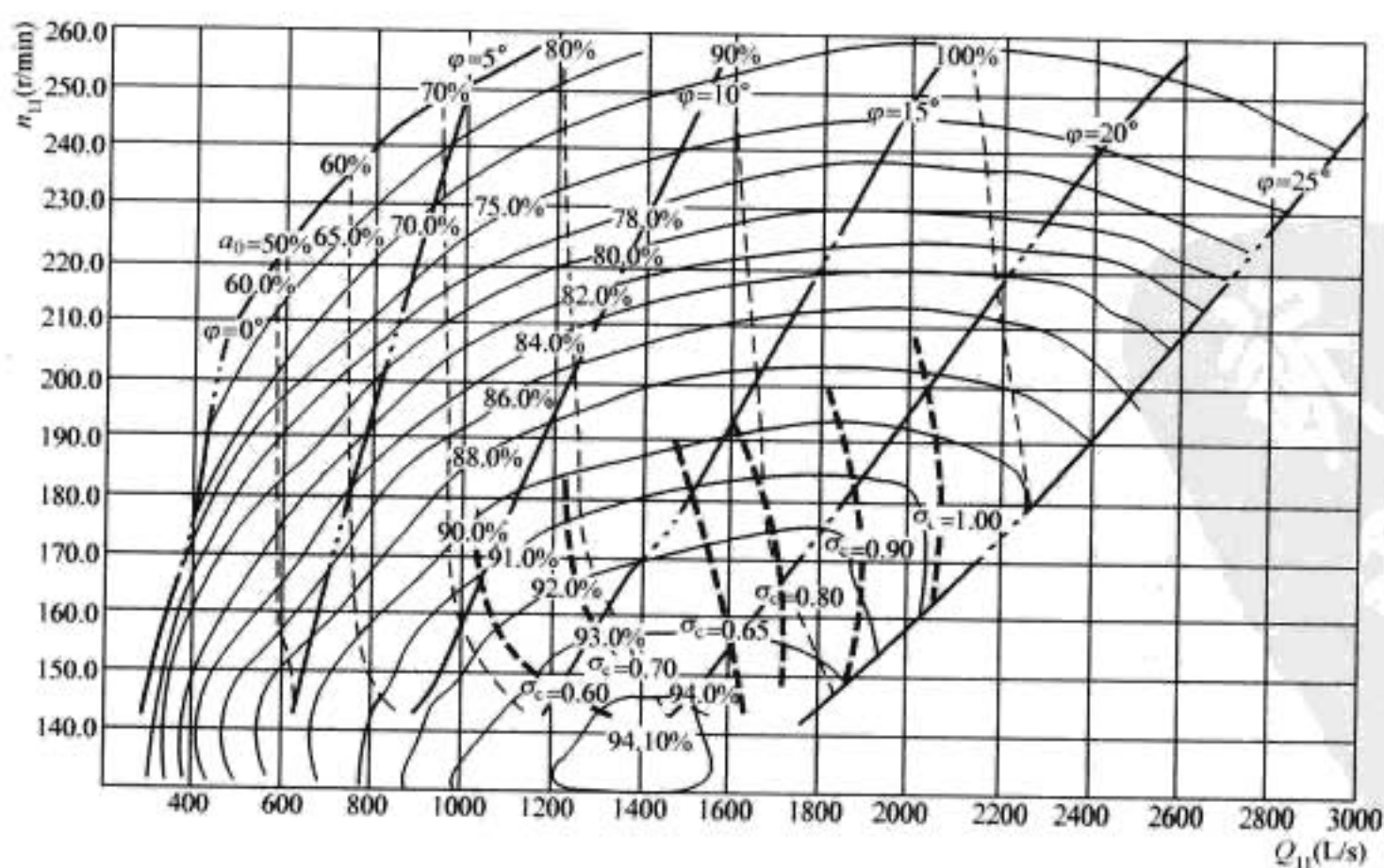


图 2.3-6 贯流转桨式水轮机模型综合特性曲线示例

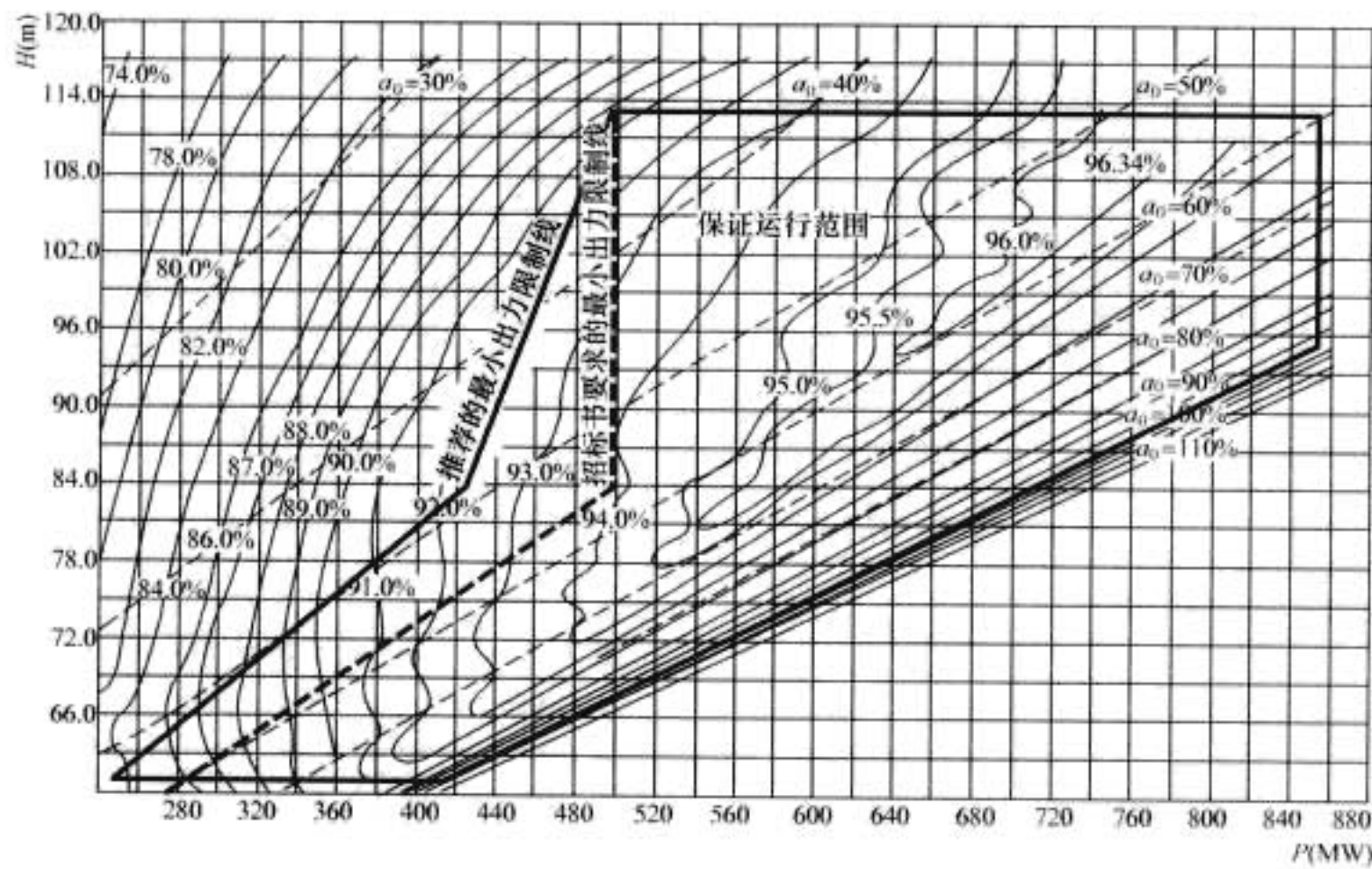


图 2.3-7 HLA858a-LJ-1044 水轮机运转特性曲线 $P-H$ 坐标系示例

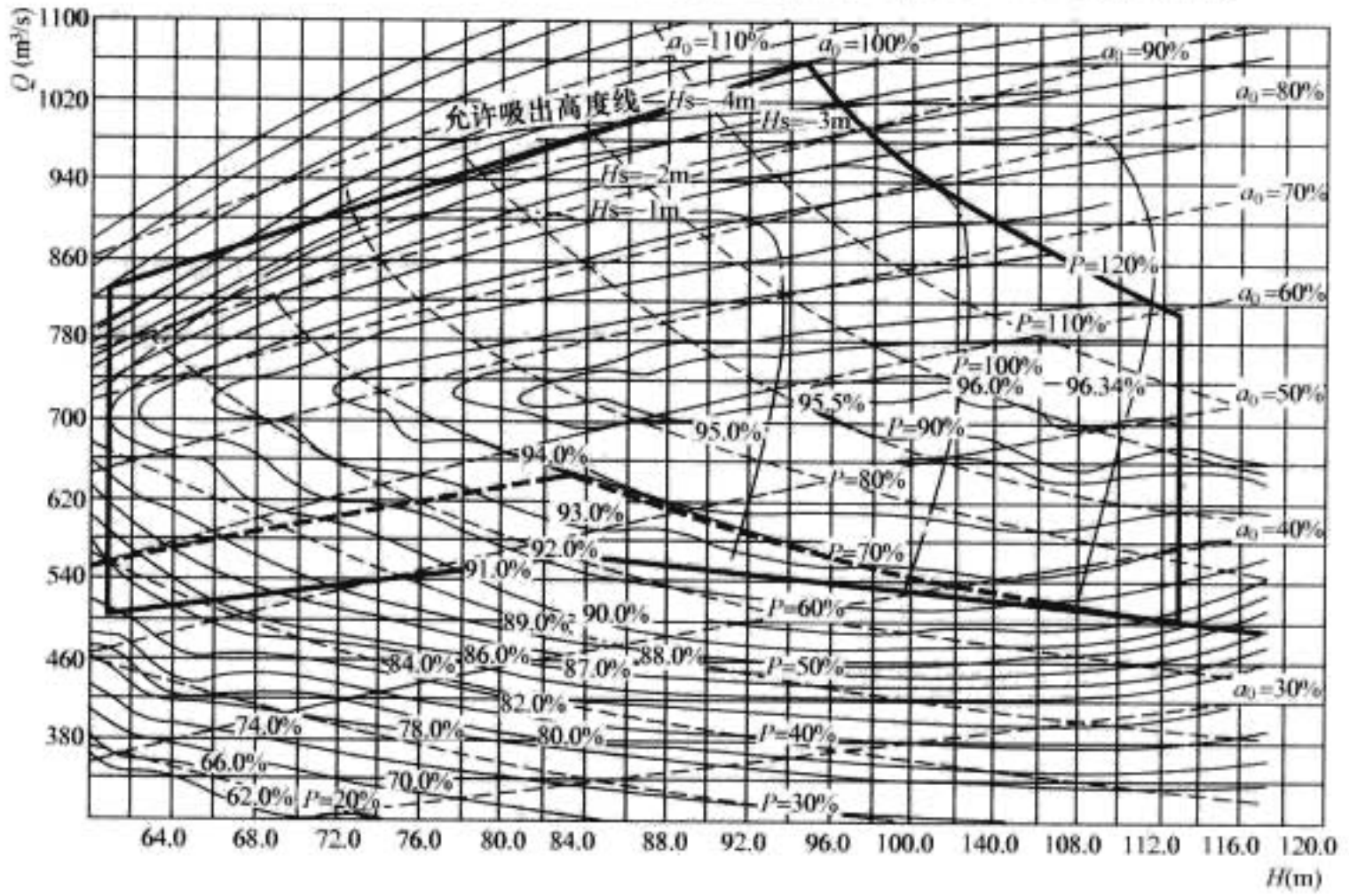


图 2.3-8 HLA858a-LJ-1044 水轮机运转特性曲线 $Q-H$ 坐标系示例

2 水轮机基本参数的选择和确定

2.1 水轮机的选型流程说明

- (1) 确定单机容量及机组台数。
- (2) 确定机型和布置形式，选择模型。如果有多种机型选择，应进行技术经济比较。
- (3) 选择转轮直径和额定转速。对于冲击式水轮机，还包括确定射流直径与喷嘴数。
- (4) 确定吸出高度和安装高程。
- (5) 对照目标参数，评估转轮直径和转速方案，甚至模型，不满足要求则返回(3)或(2)。
- (6) 确定水推力及水轮机部分的总推力、飞逸转速等参数。
- (7) 绘制水轮机的运转综合特性曲线。
- (8) 确定蜗壳和尾水管的型式及尺寸，绘制蜗壳、尾水管单线图。
- (9) 进行调节保证计算。

- (10) 确定水轮机顶盖最大外径，确定水轮机大部件主要控制尺寸、重量及运输方式。
- (11) 确定导水机构主要参数、油压装置及调速器型号选择。
- (12) 估算水轮机的外形尺寸、质量和价格。
- (13) 如在特性、结构或工艺上有特殊要求，如转轮工地加工等，则应提出相应总概算等。

2.2 水位与水头分析

水位与水头分析重点是关注各水头出现的概率、各水头对应的尾水位和上游水位等。

2.3 额定转速和比转速的确定

一般地，提高水轮机比转速 n_s ，可以缩小水轮机尺寸，提高发电机转速，从而减轻机组重量，提高经济性。但 n_s 的提高受到水轮机空化、强度以及稳定性的限制。因此，选择比转速时，应综合考虑电站机组的稳定性和水轮机参数的先进性。

表 2.3-9 列举了国内外水轮机制造厂家估算混流式比转速 n_s 与额定水头 H_r 之间关系的一系列统计或经验公式。图 2.3-9~图 2.3-11 分别给出了混流式、轴流式和贯流式比转速 n_s 与额定水头 H_r 之间关系的统计关系曲线。这些为比转速 n_s 的选择提供了参考依据。

表 2.3-9 比转速与额定水头的统计公式

序号	公 式 来 源	比转速统计公式
1	20 世纪 80 年代国际先进水平	$n_s=2250H_r^{-0.5}$
2	哈尔滨电机厂(HEC)	$n_s=50\,000/(H_r+125)$
3	哈尔滨电机厂对过去 162 个水电站的统计	$n_s=2221.2H_r^{-0.5274}$
4	哈尔滨电机厂对近年 36 个水电站的统计	$n_s=2887.4H_r^{-0.5516}$
5	600MW 以上统计	$n_s=2736H_r^{-0.544}$
6	200m 水头段统计	$n_s=3825H_r^{-0.618}$
7	东方电机厂	$n_s=2500H_{rmax}^{-0.5}$
8	俄罗斯	$n_s=2300H_r^{-0.5}$
9	日立公司	$n_s=2281.5H_r^{-0.5}$
10	阿尔斯通	$n_s=(2000\sim2400)H_r^{-0.5}$
11	克瓦纳	$n_s=3818H_r^{-0.5}-125$
12	日本 JEC-68	$n_s=20\,000/(H_r+20)+30$
13	美国肯务局 1976 年	$n_s=2000H_r^{-0.5}$
14	意大利 Siervo	$n_s=3470H_r^{-0.625}$
15	南斯拉夫 Schweiger	$n_s=3912H_r^{-0.659}$
16	哈尔滨电机厂 1991 年建议的国内先进水平	$n_s=47\,406/(H_r+108.5)$

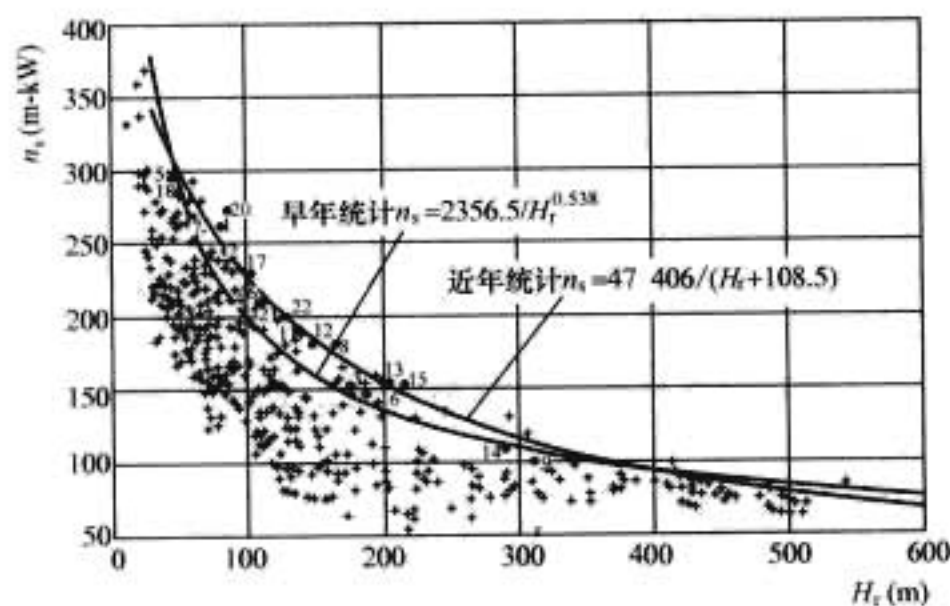


图 2.3-9 混流式水轮机额定水头与比转速的统计曲线
1—三峡左岸；2—三峡右岸；3—构皮滩；4—天生桥一级；
5—五强溪；6—公伯峡；7—景洪；8—二滩；9—鲁布革；
10—糯扎渡；11—龙滩；12—瀑布沟；13—锦屏一级；14—锦
屏二级；15—小湾；16—拉西瓦；17—隔河岩；18—莲花；
19—长河坝；20—大古力Ⅲ；21—伊泰普；22—古里Ⅱ

在发电机同步转速（见表 2.3-10）中选定额定转速后，即可计算出对应的比转速。校核比转速是否在统计的范围内接近统计曲线或在其附近。如果有其他特殊情况，比转速也可以比统计值低得更多一些。如果比转速高于统计值，应当仔细论证和确认。

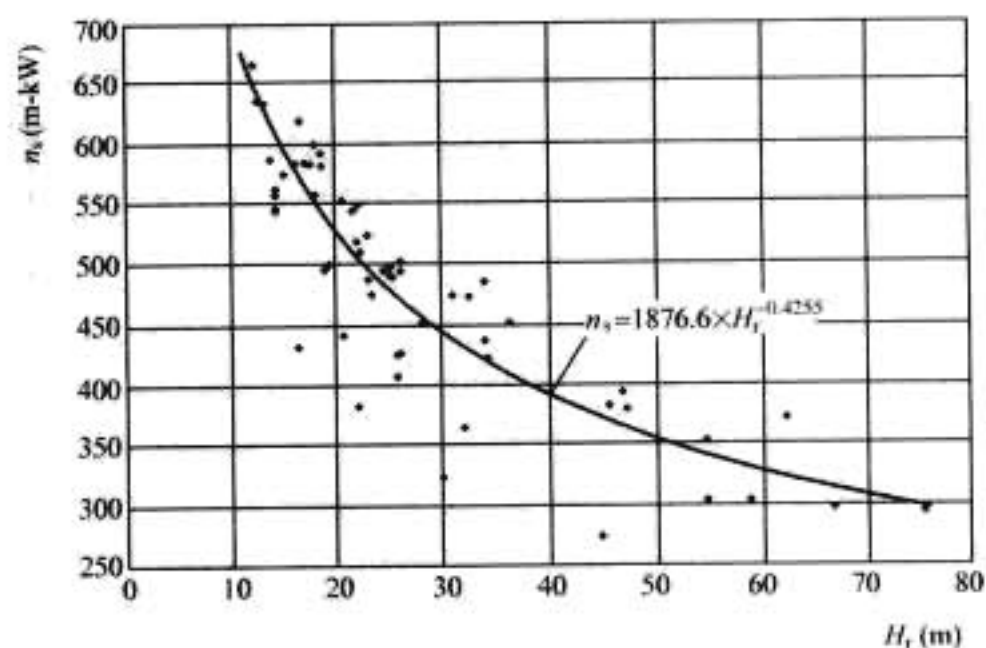


图 2.3-10 轴流式水轮机额定水头与比转速的统计曲线

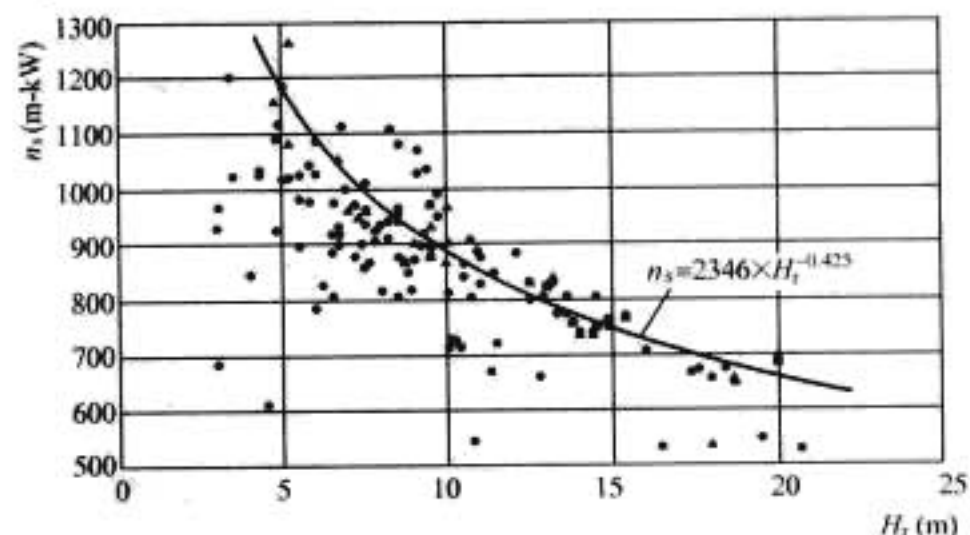


图 2.3-11 贯流式水轮机额定水头与比转速的统计曲线

表 2.3-10 发电机同步转速

磁极对数	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14
同步转速 (r/min)	1000	750	600	500	428.6	375	333.3	300	250	214.3
磁极对数	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34
同步转速 (r/min)	187.5	166.7	150	136.4	125	115.4	107.1	100	93.8	88.2
磁极对数	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54
同步转速 (r/min)	83.3	78.9	75	71.4	68.2	65.2	62.5	60	57.7	55.5

2.4 转轮直径的确定

根据以下公式初步确定转轮直径 D_1

$$D_1 = \sqrt{\frac{P_r}{gQ_{11}H_r^{1.5}\eta}}$$

$$P_r = P_g/\eta_g$$

式中： P_r 为水轮机的额定出力； P_g 为发电机的额定出力； η_g 为发电机的额定效率，大中型发电机 $\eta_g=96\%\sim98\%$ ，中小型发电机 $\eta_g=95\%\sim96\%$ ； H_r 为水轮机的额定水头，m。 H_r 与水电站加权平均水头 H_s 密切相关， H_s 一般由水能计算确定。 H_r 常略小于 H_s 。

2.5 电站安装高程的确定

水轮机允许吸出高度 H_s 的计算

$$H_s = 10 - \frac{\nabla}{900} - K\sigma_c H$$

式中： σ_c 值为该水头所对应的水轮机实际出力限制工况的空化系数。

初步估算水轮机允许的吸出高度时，空化系数 σ_c 可采

用设计工况点的 σ_c 值, 详细计算时, 可以选择若干水头分别计算, 从中选取最小的 H_s 值作为最大允许的吸出高度。

确定各方案的转轮直径 D_1 、转速 n 及吸出高度 H_s 。所选择的 D_1 、 n 应满足在额定水头 H_r 下发出水轮机的额定出力, 具有较高的加权平均效率, 高水头运行时应避免叶片进水边背面脱流。所选择的吸出高度 H_s 应满足防止水轮机空化的要求和水电站开挖深度的经济合理性。

2.6 原型效率的确定

根据模型效率, 按照效率修正公式进行换算可得到原型机的效率。修正公式根据标准或合同确定的效率修正方法进行效率修正, 求出原型水轮机的效率。

2.7 单位转速的确定

根据选定转轮直径 D_1 和转速 n , 计算出各水头对应的单位转速 n_{11} 。

2.8 单位流量的确定

根据选定转轮直径 D_1 、修正后的原型效率和各水头下的最大功率, 计算出各水头对应的单位流量 Q_{11} , 确认各加权工况点的效率, 完成加权平均效率的计算。

2.9 飞逸转速的确定

水轮机飞逸转速的计算公式为

$$n_r = n_{11r} \frac{\sqrt{H_{\max}}}{D_1}$$

对于混流式水轮机, 根据选定转轮直径 D_1 和最大可能开度范围内对应的单位最大飞逸转速, 得出最大水头下可能出现的最大飞逸转速。

对于转桨式水轮机的最大飞逸转速一般按协联工况确定。

2.10 水推力的确定

立轴水轮机的轴向推力包括水流对转轮的轴向水推力 F_{1p} 和水轮机转动部分重量 G_z , 估算轴向水推力采用下式

$$F_{1p} = K \frac{\pi}{4} D_1^2 H_{\max}$$

一些混流式水轮机采用转轮上冠排水, 泄水孔面积不小于转轮止漏环密封间隙 5~6 倍的结构, 其 K 值可由表 2.3-11 中查取。

表 2.3-11 混流式水轮机 K 值表

转轮型号	HL310	HL240	HL230	HL220	HL200
K	0.37~0.45	0.34~0.41	0.18~0.22	0.28~0.34	0.22~0.28
转轮型号	HL180	HL160	HL120	HL110	HL100
K	0.22~0.28	0.2~0.26	0.10~0.13	0.10~0.13	0.08~0.11

水质含泥沙, 密封间隙有磨损, 或转轮直径较小, 需格外放大止漏环间隙比 δ/D_1 的结构, 取较大的 K 值。

对于轴流式水轮机 K 值可按表 2.3-12 估算。

表 2.3-12 轴流式水轮机 K 值表

叶片数	3	4	5	6	7	8
K	0.83	0.85	0.87	0.90	0.93	0.95

轴流式水轮机在甩负荷过渡过程中, 当转速上升到较大

值时, 轴向水推力为零, 导叶继续关闭, 水轮机进入制动(水泵)工况, 轴向力改变方向, 成了轴向反水推力 F_{1p} , 对立轴轴流式水轮机, 当 F_{1p} 大于机组转动部分重量 G_z 时, 将使转动部分上抬。

贯流式水轮机在甩负荷过程中, 将产生较大的反向水推力。反向水推力与导叶全关瞬间机组的转速和 H_s 有很大关系, 而转速又与导叶关闭规律有关。一般情况下, 有两种方式: 当导叶全段关闭时间 $T_s \leq 10s$, 第 1 段关闭时间 $T_{s1} = 3 \sim 5s$, 反向水推力系数为正向水推力系数的 1.5 倍; 当叶片全段关闭时间 $T_s \geq 25s$, 第 1 段关闭时间 $T_{s1} = 3 \sim 10s$, 反向水推力与正向水推力相等。

水轮机转动部分的重量 G_z 包括转轮重量 G_N 和主轴重量 G_L , 水轮机总的轴向推力

$$F_{ap} = F_{1p} + G_N + G_L$$

随着近年来水轮机及其相关技术的不断进步, 水推力的计算手段有了比较明显的提高, 使用计算机软件可以针对各种不同的情况进行相应的模拟计算。

2.11 水轮机性能的综合分析

在水轮机型号和基本参数确定之后, 应对水轮机的整个性能进行综合分析:

(1) 根据电站各个水头下对应单位转速, 判别最高水头所对应的单位转速应避开叶片进口边背面空化初生线, 最低水头所对应的单位转速应避开叶片进口边正面空化初生线, 运行范围内没有比较高的压力脉动, 在整个运行范围内, 是否存在不稳定运行区域。

(2) 水轮机具有较高的加权平均效率。为了在低水头充分利用流量, 在高水头提高水轮机的效率, 使电站获得最大的电量, 可使最高水头下的单位转速靠近水轮机的最优单位转速。

(3) 在满足对额定效率的要求条件下, 应尽可能避开叶道涡的发展线。

(4) 空化性能能满足电站装置空化系数的要求。主要校核额定工况和最大水头最大出力工况。

如果达不到某项要求, 可对转轮直径、额定单位流量及转速进行适当调整, 或向有关方面报告。如果存在矛盾项, 必须与有关方面协商。

3 水轮机通流部件尺寸的确定

从水轮机引水室进口到泄水部件出口, 凡有水流通过的部件均称为通流部件。水轮机通流部件尺寸通常由模型通流部件尺寸作相似换算得出。原型通流部件的水力流道几何形状要与模型的几何相似。一旦机型和转轮型号确定之后, 水轮机流道也就基本确定, 除了蜗壳、尾水管可根据电站要求作适当调整和修改之外, 其他流道尺寸应完全按模型转轮作相似换算得出。

如采用与模型水力流道不相似的异形部件时, 应进行技术论证分析、计算流体力学 (CFD) 计算或按原型几何相似的水力流道进行水力试验后, 对效率进行修正。

3.1 水轮机流道

3.1.1 混流式水轮机流道

混流式水轮机的流道与比转速密切相关, 流道的尺寸主要是由导叶相对高度 b_0 、转轮出口直径 D_2 , 参见表 2.3-1 和表 2.3-3。

导叶相对高度一般按水头段划分, 在转轮和导叶的刚

度、强度允许条件下,应尽可能提高导叶高度,可以提高水轮机比转速,改善其水力性能。

增大转轮出口直径 D_2 ,可增大转轮的过流量和降低模型转轮的空化系数,但易使下环附近区域内出现局部空化。因此,应根据转轮的比转速合理选择出口直径 D_2 。

3.1.2 轴流式水轮机转轮流道

轴流转桨式水轮机转轮的流道的关键参数是叶片数 Z_b 和轮毂比 d_B 。随着使用水头的提高,叶片数 Z_b 增多,轮毂比 d_B 越大,参见表 2.3-2 和 2.3-4。叶片数增多虽可减小空化系数,但轮毂比 d_B 的增大又将导致空化系数增大,在结构布置和强度允许条件下,应力求减小轮毂比 d_B 的值。但无论如何,叶片数 Z_b 和轮毂比 d_B 的确定,应根据模型水力性能和实际电站情况决定。

对轴流定桨式水轮机转轮,转轮室和轮毂都可做成圆柱形,轮毂比 d_B 可适当缩小。

3.1.3 贯流转桨式水轮机转轮流道

由于贯流式机组使用水头较低,尾水管的尺寸对水力效率有明显影响,尾水管的能量利用占 50%~70%,因此,贯流式水轮机转轮流道的设计应有利于尾水管损失的降低,一般贯流式水轮机上游管路短,下游管路长,使得尾水管扩散过程缓和。

大中型贯流式水轮机一般采用灯泡式,灯泡贯流式水轮机流道各部分的尺寸比例大致如下:

灯泡比 D_0/D_1	0.8~1.2
引水管进口断面平均流速 $(1.0\sim1.2)\sqrt{H_T}$	
进口管宽度	$(1.7\sim2.1)D_1$
机组间距	$(2.2\sim2.8)D_1$
导叶高度	$(0.345\sim0.375)D_1$
导叶数量	大型机组 16~24 个,中型机组 12 个
导叶倾角	$60^\circ\sim70^\circ$
导叶轴线与机组轴线交点到转轮叶片转动轴线的距离	$(0.65\sim0.84)D_1$
转轮室喉管直径	$(0.943\sim0.984)D_1$
尾水管长度	$(4.5\sim5)D_1$
尾水管单边锥角	$5.5^\circ\sim6^\circ$

3.2 固定导叶

原型固定导叶数的选取,原则上应与模型的相同,但有时因蜗壳的受力和结构布置的要求须适当地调整。在此情况下,应分析其在水轮机效率的影响。

固定导叶的数量常与机组尺寸的大小和机型有关,贯流式一般采用 2 个;金属蜗壳中座环的固定导叶数一般取活动导叶数的一半或与活动导叶数相等。蜗壳进口处,可根据强度的要求酌情增加 1 个。当机组尺寸较小时,固定导叶可适当减少,但必须满足强度和刚度的要求,同时还应考虑与活动导叶数的匹配关系,使其具有良好的水力性能。

3.3 活动导叶

水轮机活动导叶是重要的通流部件,担负着封水和调节功率的作用,其高度不但直接影响蜗壳和转轮通道的形状及其过流面积的变化规律,对水轮机的过流能力、效率、空化性能及稳定性有较大影响。当电站机组的参数确定后,导叶高度是首先应该确定的水力通道参数。导叶高度选择的原则,首先是必须满足通流部件和转轮的刚度、强度要求,二是具有尽可能高的效率及稳定性。

图 2.3-12 给出了混流式水轮机导叶相对高度与最高水头的统计曲线,该曲线是哈尔滨大电机研究所 1991 年绘制的,图中的圆点是一些电站的最大水头和导叶高度参数。图中曲线 1 是根据强度分析计算绘制的曲线;曲线 2 是考虑升压 1.3 倍后的曲线;曲线 3 是前苏联型谱曲线;在曲线 1 和曲线 2 的基础之上并考虑了已经运行的大量国内外混流式水轮机的最大水头与导叶高度的关系,给出了推荐曲线 4。

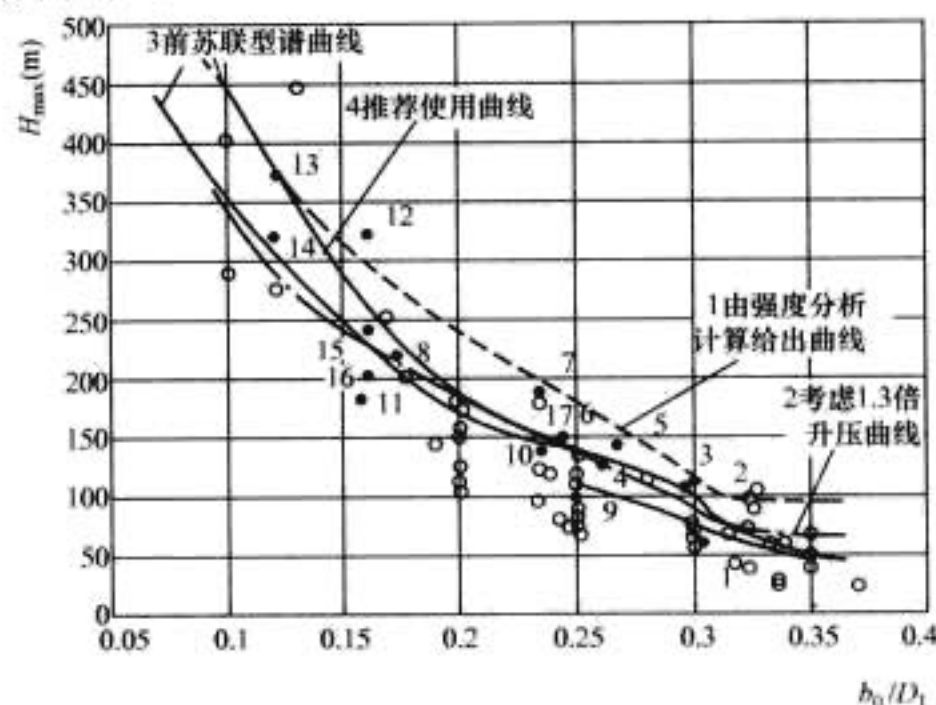


图 2.3-12 混流式水轮机导叶高度与最大水头的关系曲线

1—五强溪; 2—三峡; 3—大古力; 4—伊泰普; 5—天生桥一级; 6—龙羊峡; 7—二滩; 8—萨阳舒申斯克; 9—克拉斯诺雅尔斯克; 10—拉格朗德 II; 11—天生桥二级; 12—罗贡斯克; 13—鲁布革; 14—邱吉尔瀑布; 15—泽林丘克; 16—天生桥二级; 17—古里 II

大中型轴流式水轮机导叶相对高度一般为 0.35~0.45。

活动导叶分为圆柱式导水机构的导叶和锥型导水机构的导叶。混流式和轴流式水轮机采用圆柱式导水机构,贯流式和斜流式常采用锥型导水机构。

活动导叶分布圆直径 D_0 的选取与水力性能和结构布置有关。在相同过流能力条件下,增大 D_0 值,可使活动导叶区内的水流速度降低,减轻活动导叶的磨蚀和改善转轮的进口流态。但增大 D_0 值,将使机组重量和造价增加。通常,高水头或多泥沙电站的机组可选择较大的 D_0 值。如果设置圆筒阀,考虑到顶盖受力情况, D_0 值应适当减小。活动导叶分布圆直径一般为 $1.16D_1$ 左右。

原型活动导叶数的选取与转轮直径大小有关。对特大型机组,可采用 32 个活动导叶;对大中型机组,活动导叶通常为 24 个或 20 个;小型机组(转轮直径小于 2.5m),活动导叶通常采用 16 个。对于锥型导水机构,活动导叶一般都采用 16 个。

当原型活动导叶数与模型导叶数不相同,应对效率值进行适当的修正。

原型与模型导叶开口值的换算公式为

$$\alpha_{0,p} = \alpha_{0,m} \frac{D_{0,p}}{D_{0,m}} \frac{z_{0,m}}{z_{0,p}} \quad (\text{mm})$$

对混流式水轮机,导叶最大开口 $\alpha_{0,\text{pmax}}$,一般为额定水头下,输出额定功率时的开口值,但当最低水头时,满足空化要求的功率的开口值大于前者,则应取后一工况下的开口值为导叶的最大开口。对转桨式水轮机,其最大开口应符合运转特性曲线的要求,通常按允许的吸出高度来确定导叶的最大开口。可能最大开口一般取 $1.05\alpha_{0,\text{pmax}}$ 。

3.4 蜗壳

蜗壳使导水机构前的水流保持轴对称并形成一定的环量。蜗壳中的水的流速应保证蜗壳及导水机构中的水力损失不致过大。水头在 45m 以下，一般采用混凝土蜗壳，否则采用金属蜗壳。

蜗壳流速系数 K 值为

$$K = \frac{v_0}{\sqrt{H_r}}$$

式中： v_0 为蜗壳进口断面水流的平均流速。

流速系数 K 值的大小将影响蜗壳的水力性能、材料消耗和机组的间距。金属蜗壳允许的极限流速一般为 15m/s，在水头很高的某些抽水蓄能电站有使用到 20m/s 以上的情况；混凝土蜗壳允许的极限流速一般为 8m/s。

3.4.1 混凝土蜗壳

为了便于作模板、施工及减少径向尺寸，混凝土蜗壳的断面形状一般均采用“T”型断面和“Γ”型断面两种。混凝土蜗壳断面形状的选择与水电站的厂房布置、地质条件、尾水管高度及下游水位变化等条件有关。“T”型断面蜗壳的水力性能好于“Γ”型断面。但“T”型断面蜗壳有时妨碍接力器的布置。混凝土蜗壳进口断面平均流速可参考图 2.3-13 选择。

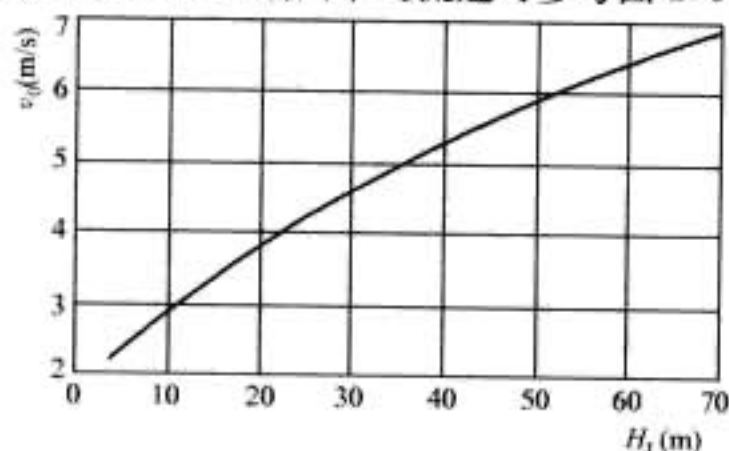


图 2.3-13 混凝土蜗壳进口断面平均流速 v_0 与额定水头 H_r 的关系

蜗壳包角是影响蜗壳尺寸及水力性能的重要参数，包角越小，蜗壳尺寸越小，但非蜗形部分相应增大，非蜗形部分超过一定程度后将影响水力性能。混凝土蜗壳包角一般为 $180^\circ \sim 270^\circ$ 范围内，水头高，则蜗壳包角大。当蜗壳进口宽度 B 大于 10m 时，中间需设置单支墩，大于 20m 时，中间需设置双支墩。

图 2.3-14 为混凝土蜗壳断面形状示意图。混凝土蜗壳进口断面的尺寸选择原则为：当 $m=0$ 或 $n=0$ 时，取比值 $b/a=1.5 \sim 1.85$ ；当 $m \neq 0$ 、 $n \neq 0$ 、 $m > n$ 时，取比值

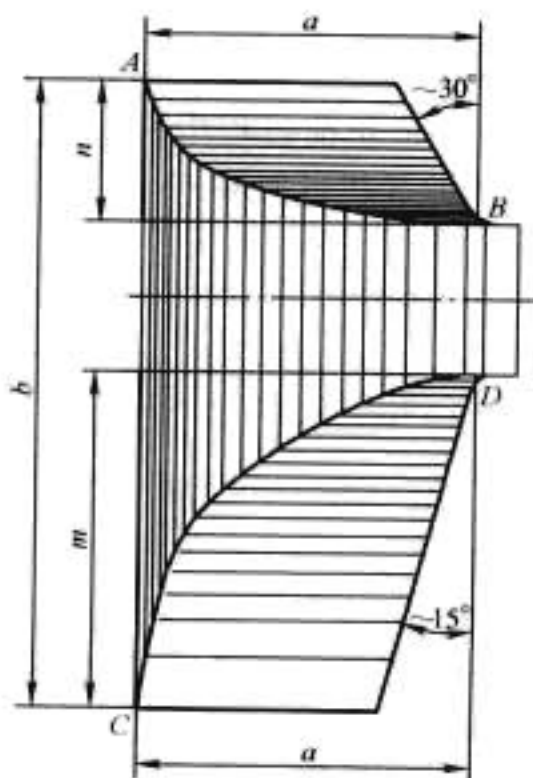


图 2.3-14 混凝土蜗壳断面形状示意图

$(b-n)/a=1.2 \sim 1.85$ ；当 $m \neq 0$ 、 $n \neq 0$ 、 $m < n$ 时，取比值 $(b-m)/a=1.2 \sim 1.85$ ；比值 b/a 的上限值一般为 $2.0 \sim 2.2$ 。AB 线及 CD 线一般为抛物线变化规律，据此可以确定其他断面尺寸。

3.4.2 金属蜗壳

金属蜗壳常用于水头 40m 以上的混流式水轮机中，蜗壳包角 φ 通常大于 330° ，根据结构尺寸的需要，蜗壳尾部有时采用椭圆型断面。金属蜗壳的断面尺寸可按模型换算。

蜗壳进口流速系数的大小，对蜗壳进口流速及水力性能和结构尺寸有较大的影响，流速系数大，进口流速高，进口直径小，蜗壳的结构尺寸小，造价低。如果流速系数太高，可造成水力性能降低，水轮机效率下降。流速系数太小，蜗壳的结构尺寸增加，造价增加，有时可影响机组的布置间距。因此应合理选择流速系数，近年来流速系数有提高的趋势。

图 2.3-15 为金属蜗壳流速系数与额定水头的统计关系曲线，该曲线可作为设计的参考。

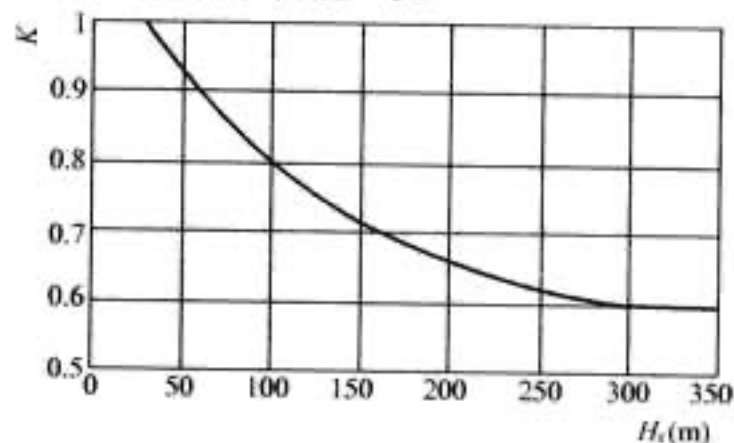


图 2.3-15 金属蜗壳流速系数 K 与额定水头 H_r 的关系

3.5 尾水管

3.5.1 弯肘型尾水管

尾水管对水轮机的效率及稳定性有较大影响。对于大中型混流式和轴流式水轮机，通常采用弯肘型尾水管，弯肘型尾水管由进口锥管、肘管和出口扩散段组成。

3.5.1.1 尾水管相对高度

尾水管相对高度是尾水管设计中最重要参数。尾水管高度是指水轮机底环平面至尾水管底板平面之间的距离，它对水轮机效率有着重要影响，如图 2.3-16 所示，图中所示为尾水管相对高度的不同所引起的效率损失 $\Delta\eta$ 。

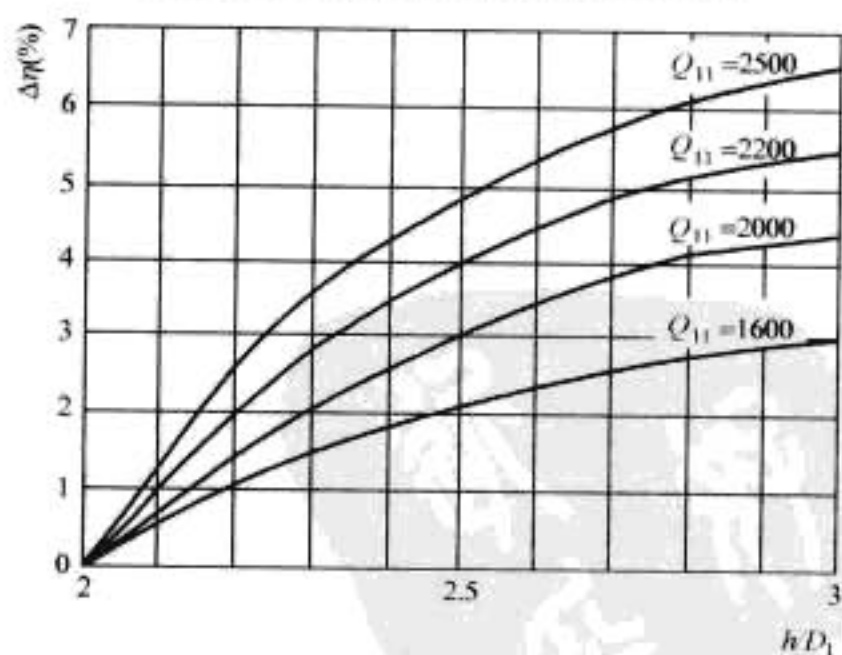


图 2.3-16 尾水管相对高度 h/D_1 对效率的影响

虽然混流式水轮机的使用单位流量较小，尾水管高度对效率的影响不大，但混流式水轮机的非最优工况转轮出口圆周速度较大时，将引起尾水管内水流形成涡带，尾水管高度偏小时，涡带容易引起强烈的振动，因此，为提高稳定性，一般要求混流式水轮机尾水管高度大于 $2.6D_1$ ，条件允许时，混流式水轮机尾水管高度在 $2.8D_1 \sim 3.0D_1$ 之间，对于地下电站的窄高型尾水管，水轮机尾水管高度约 $3.5D_1$ 。

轴流式水轮机的使用单位流量较大,尾水管高度对效率的影响显著,一般要求轴流式水轮机尾水管高度大于 $2.6D_1$ 。由于轴流式水轮机的挖深较大,早期有些电站为减少土建投资尾水管高度曾取到 $1.915D_1$,使水轮机效率下降非常严重。近年来,尾水管高度有些达到了 $2.8D_1$ 左右,效率提高非常明显。

3.5.1.2 尾水管进口锥角

混流式水轮机尾水管进口单边锥角一般为 $5^\circ\sim 10^\circ$,轴流式的为 $8^\circ\sim 11^\circ$ 。

3.5.1.3 肘管形式

对于混凝土肘管,一般采用已经标准化系列化的方断面肘管;对于金属肘管一般采用腰圆断面肘管。

3.5.1.4 出口扩散段

出口扩散段一般为矩形,混流式水轮机出口断面宽度在 $2.7D_1\sim 3.3D_1$ 之间;轴流式水轮机出口断面宽度在 $2.3D_1\sim 2.7D_1$ 之间。

机组中心线至扩散段出口断面之间的距离称为尾水管长度,通常取尾水管长度为 $4.5D_1$ 左右。

3.5.2 直锥形尾水管

直锥形尾水管用于卧式贯流式水轮机中,尾水管长度一般为 $4.8D_1\sim 5.1D_1$,分为直锥段和扩散段,直锥段为圆形断面并衬有金属里衬,金属里衬的出口流速控制在 5m/s 左右,扩散段采用由圆形逐渐变为矩形或方形断面,扩散段出口有对称形、上翘形和下伸形。卧式机组尾水管长度一般为 $4D_1\sim 6D_1$,出口流速控制在 2.5m/s 以下。

立式直锥形尾水管常用于转轮直径小于 2.0m 以下的小型立式机组中,进出口均为圆形断面,长度一般为 $3D_1\sim 4D_1$,出口流速控制在 3.0m/s 以下。

3.6 电站厂房布置及机组控制尺寸的确定

根据确定的过流部件尺寸,初步设计出机组总体图并绘出厂房布置图,从而得到机组的一些控制尺寸,如最大运输尺寸、最大运输重量、最大起吊高度等,为厂房设计和运输设计提供资料。

4 调节保证(过渡过程)计算

水电站的过渡过程是指机组从一个稳态转化到另一个稳态的过程,按剧烈程度分为大波动和小波动过渡过程。一般把甩负荷、紧急关机过程称为大波动过渡过程,把负荷调整变化过程称为小波动过渡过程。过渡过程不单是机组的过渡过程,还与水电站水系统和电系统均有关系,故将过渡过程称为水电站的过渡过程。

调节保证计算就是计算控制参数对水电站过渡过程的水、电、机械等方面的主要参数的影响,校核有关参数的波动是否满足质量要求、是否处于受控状态、是否会发生破坏、是否在极端情况下仍可靠地处于安全状态等。

调节保证计算可解决水力惯性、机组惯性和调整性能三者之间的矛盾,使电能质量达到最佳,水工建筑物和机组造价最低。通常,计算两种控制工况的压力上升和速率上升,即额定水头、机组输出额定功率和最大水头、机组输出最大功率,取其计算结果中的大者作为保证值。

4.1 大波动过渡过程计算

4.1.1 水锤压力变化 ξ 的计算

$$\xi = \frac{H - H_n}{H_n}$$

式中: H_n 为导水机构调整前水轮机的净水头; $H - H_n$ 为任一时刻的压力变化。

4.1.1.1 压力波传播速度

$$a = \frac{1435}{\sqrt{1 + \frac{E_0}{E} \frac{D}{\delta}}} \quad (\text{m/s})$$

式中: E_0 为水的弹性模量, $E_0 = 2.06 \times 10^5 \text{MPa}$; E 为钢的弹性模量, $E = 2.06 \times 10^5 \text{MPa}$; D 为管道直径,cm; δ 为管壁计算厚度,cm。

4.1.1.2 管路特性特征值

管路特性常数为

$$h_w = \frac{\alpha v}{2gH_n}$$

管路特性系数为

$$\sigma = \frac{Lv}{gH_n T_f}$$

式中: v 为导水机构开始关闭值,管道中的水流速度; Lv 为引水管的 $\sum L_T v_T$ 、蜗壳的 $\sum L_C v_C$ 和尾水管的 $\sum L_B v_B$ 的总和; T_f 为水轮机导水机构的有效关闭时间,s。

4.1.1.3 直接水锤和间接水锤

水锤压力波自水轮机至压力池来回一次的时间

$$t_r = \frac{2L}{a}$$

当 $t_r \geq T_f$ 时产生直接水锤,其值为

$$\xi = \frac{\alpha v}{gH_n} = 2h_w$$

当 $t_r < T_f$ 时产生间接水锤。

直线关闭规律时的水锤,若相对开度 τ 与时间 t 呈直线关系,即

$$\tau = \tau_0 \mp \frac{t}{T_s}$$

当 $h_w \tau_0 < 1$,最大压力上升值发生在第一项終了时, $\xi_{\max} = \xi$,其值为

$$\xi_1 = \frac{2\sigma}{1 + \tau_0 \alpha N \mp \sigma}$$

$$N = \frac{\alpha T_s}{2L} = \frac{h_w}{\sigma}$$

式中: N 为压力波传递次数。

当 $h_w \tau_0 > 1.5$,最大压力上升值发生在关闭終了时, $\xi_{\max} = \xi_m$, ξ_m 值为

$$\xi_m = \frac{\sigma}{2} (\sqrt{\sigma^2 + 4} \pm \sigma)$$

式中正号对应于正水锤,负号对应于反水锤,反击式水轮机开度变化与水轮机特性有关,一般并非直线关系,因此,反击式水轮机在甩负荷过程中产生的最大压力上升值 $\xi_{\max} = K\xi_m$ 。混流式水轮机近似取 $K = 1.2$;轴流式水轮机取 $K = 1.4$ 。

引水管道压力上升

$$\xi_T = \frac{\sum L_T v_T}{\sum L v} \xi_{\max}$$

$$\Delta H_T = \xi_T H_n$$

蜗壳压力上升

$$\xi_C = \frac{\sum L_T v_T + \sum L_C v_C}{\sum L v} \xi_{\max}$$

$$\Delta H_C = \xi_C H_n$$

导叶承受最大压力

$$H'_n = H_n + \Delta H_C - H_S$$

尾水管压力降

$$H_B = H_s + \frac{v_2^2}{2g} + \Delta H_B$$

式中: v_2 为尾水管进口流速, m/s。

机组甩负荷允许的压力上升值 ξ_{\max} 如下:

水头 (m)	ξ_{\max}
>100	0.15~0.30
40~100	0.30~0.50
<40	0.50~0.70

压力钢管的 $\frac{L_T v_T}{gH} > 2 \sim 2.5$ 时, 需装设调压井。

4.1.2 速率上升的计算

机组甩负荷时, 在导水机构关闭过程中, 水流的能量将使机组的转速上升, 即产生速率上升。机组速率上升值为

$$\beta = \sqrt{\frac{91P(2\Delta t_N + fT_i C)}{gIn^2}}$$

$$\Delta t_N = \Delta t_R + \Delta t_K$$

$$\Delta t_K = \frac{1}{2} T_a \delta$$

式中: P 为甩负荷前水轮机的输出功率, kW; Δt_N 为调速器滞后时间, s; f 为考虑水锤压力影响的系数; T_i 为导水机构有效关闭时间, s; C 为考虑水轮机飞逸特性影响的系数; I 为机组的转动惯量, $t \cdot m^2$; n 为甩负荷前的转速, r/min; g 为重力加速度; Δt_R 为调速器不动时间, s, $\Delta t_R = 0.1 \sim 0.35$ s; Δt_K 为调速器活塞增速时间, s; δ 为调速器飞摆的有效不均衡度, $\delta = 2\% \sim 6\%$ 。

机组加速时间常数为

$$T_n = \frac{gIn^2}{91P} \quad (s)$$

水锤影响系数为

$$f = (1 + \sigma)$$

水轮机飞逸特性影响系数为

$$C = \frac{1}{1 + \frac{\beta_y}{n_e - 1}}$$

$$\beta_y = \frac{45.5P_i(2\Delta t_N + fT_s)}{Ign^2(1 + 0.5\beta_y)}$$

$$n_e = \frac{n_{\max 11}}{n_{11}}$$

对转桨式水轮机, 除导叶开度 α_0 外, 还决定于叶片的转角 φ , 这时叶片转角近似取, 即

$$\varphi = \varphi_K \frac{T_s}{T_g} \varphi_{\max}$$

式中: φ_K 为甩负荷前叶片转角; φ_{\max} 为叶片最大转角; T_g 为转轮叶片关闭时间。

控制 β 和 ξ 都不超过允许值的决定因素是水流加速时间常数 T_e 和机组加速时间常数 T_n 。

对单机运行的机组 $\beta \leq 30\%$ 。

对单机容量占系统容量 10% 以下的机组 $\beta \leq 50\%$ 。

实际上, 水电站过渡过程计算非常复杂, 以上算法为相对简化的算法。简化算法对于一般工程问题是实用的, 是有足够安全裕量的。如果需要较为精确的结果, 现在已有更为准确的算法和计算机软件, 只要输入相关参数, 就可以很快给出有关的压力上升和速度上升计算值, 由于算法过于复杂, 这里不作详细说明, 需要可以参阅相关专著和文章。

4.2 机组间动态大波动过渡过程的相互影响计算

只有分组供水布置下, 即多台机组共岔管或调压室, 才存在水力干扰的问题。对于甩负荷机组可按大波动过渡过程计算, 对于正常运行机组可按小波动过渡过程计算。有关计算过于复杂, 这里不作详细说明, 需要可以参阅相关专著和文章。

4.3 小波动过渡过程计算

小波动过渡过程计算方法通常采用时域法, 在大波动过渡过程计算理论和计算方法的基础上, 加入调速器方程, 直接求解负荷阶跃条件下, 各种变量随时间的变化过程。有关计算过于复杂, 这里不作详细说明, 需要可以参阅相关专著和文章。

4.4 计算方法、模型试验和现场试验的情况介绍

水电站过渡过程是一个复杂的过程, 随着计算机技术的应用和计算方法的进步, 现在已经对于常规的过渡过程计算的数值模拟已经达到较好的水平, 进步能够满足工程的需求。但是, 对于一些复杂情况, 如岔管、调压井、调压室、阀门联合动作、尾水空化涡带的影响等深层次复杂问题, 计算技术还有很大的局限性。所以对于一些复杂情况进行模型试验还是很有必要的。现有封闭式高水头试验台不适合进行过渡过程试验, 而应当是专门的模型试验, 试验装置应包括管路、机组等的模拟。

即便进行了数值模拟和模型试验, 现场试验和调试也是必需的。现场调试时, 有时存在一定的危险性, 故而事先应做好仪器设备的调试和安全的措施。

5 质量估算

近年来, 水轮机的设计理念及设计手段有了较大变化, 过去的设计目标是提高比转速及经济性, 近年更加注重机组的安全性、可靠性、稳定性。水轮机质量与各厂家的设计理念、设计习惯及用户要求均有密切关系, 故水轮机质量估算只能作为粗略参考。

5.1 水轮机净质量的估算

不包括调速器、油压装置、进水阀门及其他附属设备的水轮机净质量, 可按下列经验公式进行估算

$$m_t = KD_1^a H^b \quad (t)$$

式中: m_t 为水轮机净质量; K 、 b 是与水头有关的两个系数; a 是与转轮直径 D_1 有关的系数。

对具有金属蜗壳的混流式水轮机, K 、 b 、 a 系数值见表 2.3-13。对水头低于 50m, 采用混凝土蜗壳的混流式水轮机, 其净质量按计算值扣除蜗壳质量。对混凝土蜗壳的轴流转桨式水轮机, 其 K 、 b 、 a 系数值见表 2.3-14。

表 2.3-13 金属蜗壳混流式水轮机的 K 、 b 、 a 系数

H	30~200	>200
b	0.16	0.2
K	8.1	6.6
D_1	1.4~7.5	7.5~10
a	$\frac{11}{5 + (7.5 - D_1)0.1}$	$\frac{11}{5 + (7.5 - D_1)0.05}$

表 2.3-14 混凝土蜗壳轴流转桨式水轮机的 K 、 b 、 a 系数

H	80	D_1	1.8~6.5	>6.5~11.3
b	0.4	a	2.14	$\frac{11}{5+(6.5-D_1)0.05}$
K	2.45			

上面所列公式仅是过去对常规机组,没有特别要求的统计经验公式,实际上水轮机的质量与水轮机的供货范围及某些特殊要求有关,近年来,水轮机的供货范围和一些特殊要求都有所增加,如要求增加金属肘管,尾水管锥管、肘管的里衬厚度必须大于 20mm 甚至 25mm,尾水管里衬出口流速过去控制在 6m/s 左右,现在普遍要求控制在 5m/s 左右,导致里衬加长,质量增加;水轮机设置圆筒阀,电站的供水、排水、气、油管路原属于其他供货商提供的,现部分转移到水轮机的供货范围等;影响水轮机质量的另一个因素,是使用的材料、刚度、强度以及对临界转速的要求等,因此现在设计的水轮机其质量普遍比统计的经验公式计算值偏大。水轮机初步估算时较经验公式计算值增加 15% 左右。由于水轮机质量直接与水轮机的价格有关,在市场经济条件下,水轮机的质量是一个较为敏感的数据。

5.2 金属蜗壳质量

金属蜗壳的质量与蜗壳采用的材料及承受的最大水压有关,对中小型机组采用普通钢板的蜗壳,可按以下经验公式计算

$$m = M \frac{1}{2.5 - 0.005 \, 28 \ln M} \quad (t)$$

其中

$$M = H_{\max} D_1^3 Q_{r,11}$$

式中: $Q_{r,11}$ 额定单位流量, m^3/s 。

对大型和特大型机组以及要求按 1.5 倍升压水头作打压试验的蜗壳,其质量远大于上式的计算值。

5.3 混流式水轮机转轮质量

混流式水轮机转轮质量按下式近似估算

$$m_{HL} = [0.5 + 0.025(10 - D_1)] D_1^3$$

对分半转轮,按上式计算结果应增加 10%。

5.4 轴流转桨式水轮机转轮质量

轴流转桨式水轮机转轮按下式近似估算

$$m_{ZZ} = 1.4 d_B H_{\max}^{0.1} D_1^3$$

式中: d_B 为转轮轮毂比;转轮直径小于 8.0m 时, $a=2.6$,转轮直径大于 8.0m 时, $a=2.7$ 。

6 冲击式水轮机的选型

冲击式水轮机主要有水斗式、斜击式、双击式三种。

6.1 水斗式水轮机

6.1.1 水斗式水轮机型式

水斗式水轮机从结构上可以分为横轴和立轴两种型式,横轴又可做成单轮单喷嘴、单轮双喷嘴、双轮双喷嘴等。大型水斗式水轮机一般为立轴布置双喷嘴、三喷嘴、四喷嘴、五喷嘴、六喷嘴。

国内已生产的若干品种的参数见表 2.3-15。

表 2.3-15 国内生产部分大中型水斗式水轮机参数表

型 号	CJY-W- $\frac{80}{1 \times 8}$	2CJY-W- $\frac{146}{1 \times 14}$	CJ20-1-2 $\frac{170}{1 \times 51}$	CJ520-1- $\frac{295}{6 \times 25.6}$
额定水头 H_r (m)	410	345	458	482
最大水头 H_{\max} (m)	418	356.5	462	513.8
最小水头 H_{\min} (m)	394	330	456	482
水轮机功率 P (kW)	1610	13 000	13 000	123 000
水轮机流量 Q (m^3/s)	0.472	4.54	3.25	28.52
水轮机转速 n (r/min)	1000	500	500	300
节圆直径 D_1 (mm)	800	1460	1700	2950
射水直径 d_0 (mm)	80	140	150	256
比值 D_1/d_0	10	10.4	11.34	11.52
喷嘴数目 Z_0 (个)	1	4	2	6
水斗数目 Z_1 (个)	20	22	20	20
一个喷嘴比转速 n_s	21.7	19.4	19.2	19.0

6.1.2 水斗式水轮机的基本参数的选择

6.1.2.1 水轮机流量

$$Q_P = \frac{P_P}{9.81 H_P \eta} \quad (m^3/s)$$
$$P_P = \frac{P_g}{\eta_g}$$

式中: P_P 为水轮机额定功率; P_g 为机组额定功率; η_g 为发电机效率, 约为 97%~98%; η 为水轮机效率, 约为 86%

~87%。

6.1.2.2 射流直径

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q}{Z_0 \varphi \pi \sqrt{2gH}}} = 0.545 \sqrt{\frac{Q}{Z_0 \sqrt{H}}} \quad (m)$$

式中: Z_0 为喷嘴数; φ 为流量系数, 一般取 0.97~0.98。

6.1.2.3 确定 D_1/d_0

根据水头大小, 从图 2.3-17 选取一个喷嘴合适的比转

速 n_s ，然后根据比转速 n_s 与比值 D_1/d_0 存在的关系，可从图 2.3-18 选取 D_1/d_0 值。

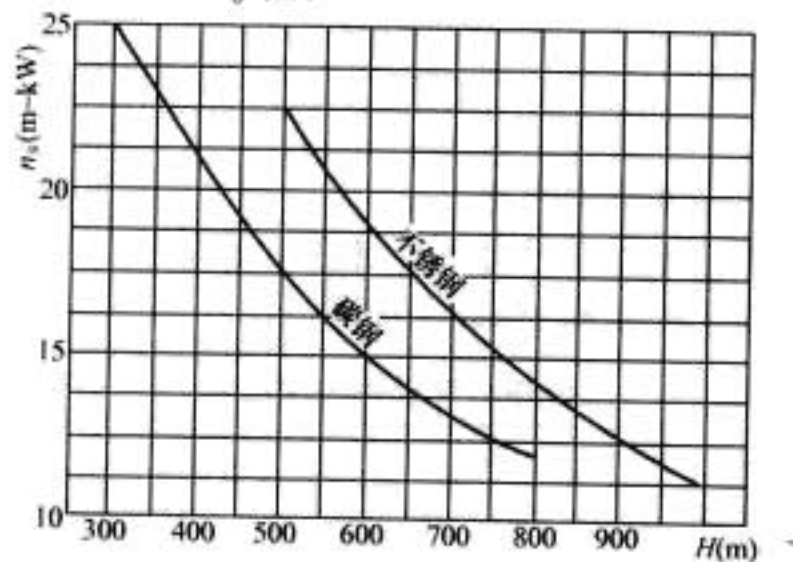


图 2.3-17 $H-n_s$ 曲线

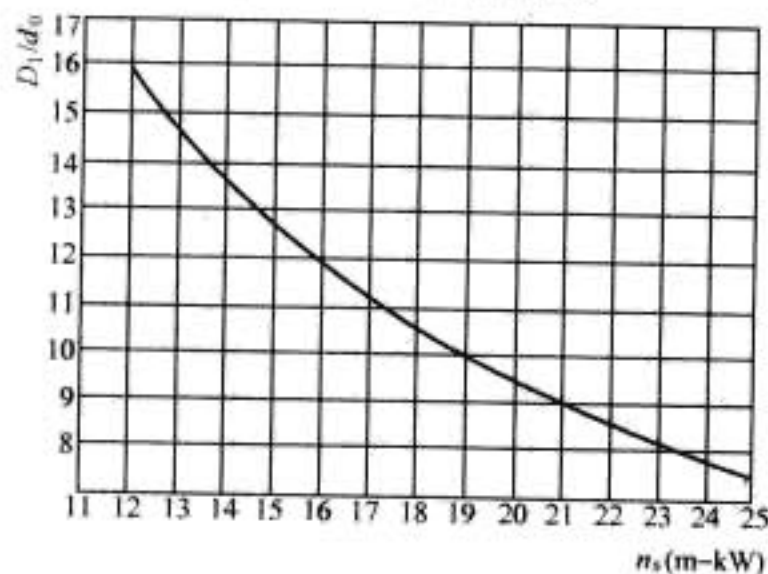


图 2.3-18 n_s-D_1/d_0 曲线

6.1.2.4 水轮机额定转速 n

$$n = \frac{n_{110} \sqrt{H}}{D_1} \quad (\text{r/min})$$

式中： n_{110} 由综合特性曲线选取，初步设计计算时间可取 $n_{110} = 39.5 \sim 40.5 \text{ r/min}$ 。

计算结果，采用相近的同期转速，同时对节圆直径相对应的修正。如存在两个相近的同期转速可供选择时，则应进行经济比较确定。

6.1.2.5 功率与效率

如真机与模型的 D_1/d_0 相等，则根据综合特性曲线按相似关系换算。真机与模型的 D_1/d_0 如不相等，由于水斗损失、风损和进水角度不同而效率有所差异，但在保证 K_u 系数不变的情况下，在一定比转速范围内，效率变化是不大的，因此近似按原综合特性曲线计算效率。换算关系可按射水直径或喷嘴行程进行，先根据综合特性曲线作出 $Q_1^* = Q_{11} D_{1M}^2$ 和 S_{mM} 之间的关系曲线；不同水头对应的 n_{11} 下的 $\eta = f(S_{mM})$ 曲线如图 2.3-19 所示。然后按真机和模型间的行

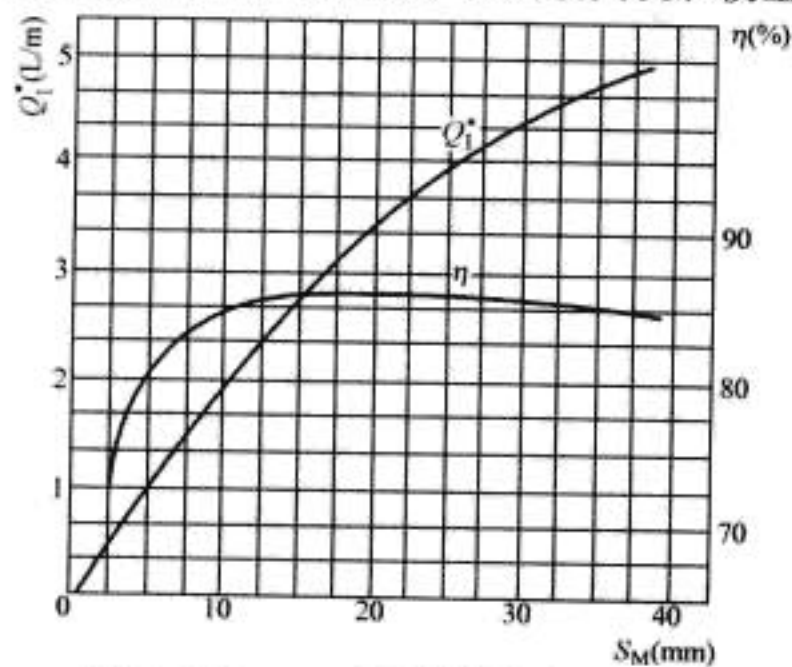


图 2.3-19 $n_s=20$ 喷嘴流量 Q_1^* 和喷嘴行程 S_M 的关系

程关系 $S = S_M \frac{d_n}{d_{nM}}$ 在类似图 2.3-19 求得 Q_1^* 和 η_M ，这样即可求得流量

$$Q = Q_1^* \sqrt{H} \left(\frac{d_n}{d_{nM}} \right)^2$$

式中： d_{nM} 为模型喷嘴口直径； d_n 为真机喷嘴口直径； S_M 为模型喷嘴行程； S 为真机喷嘴行程； Q_1^* 为 1m 水头下的流量。

水轮机功率

$$P = 9.81 Q H \eta$$

式中： η 为真机效率，取 $\eta = \eta_M$ (模型效率)，不作修正。

6.1.2.6 飞逸转速

$$n_p = \frac{70 \sqrt{H_{\max}}}{D_1}$$

6.1.2.7 水轮机的水平中心线至尾水位距离 A

对于立式水斗式水轮机，距离 A 可由图 2.3-20 查得，对于卧式机组可按 $A \geq 1.5 D_1$ 选取。

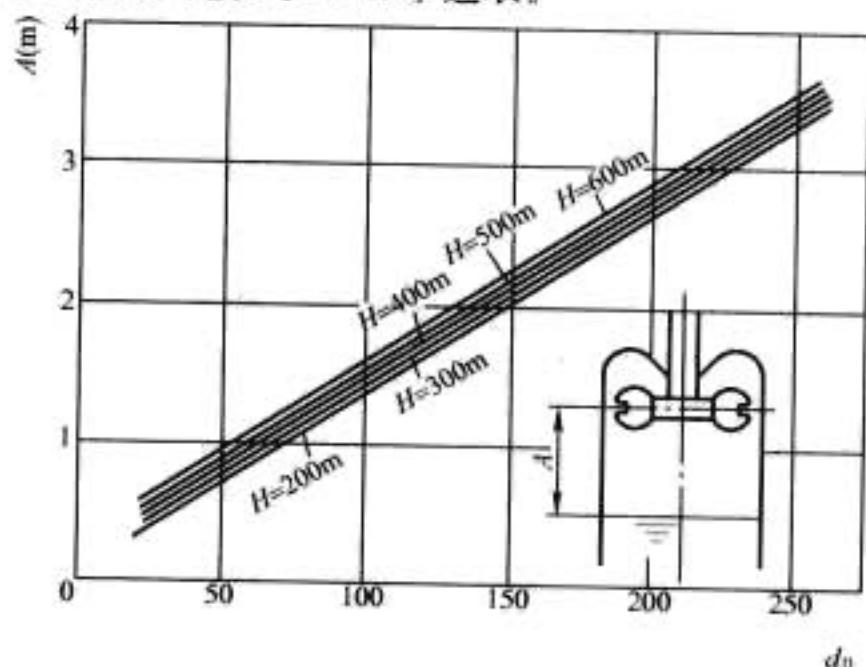


图 2.3-20 立式水斗式水轮机距离 A 的选择曲线

由于水斗式水轮机转轮在空气中运转，必须将转轮安装在下游尾水位之上，所以，从喷嘴至下游尾水位之间的一段水头不能得到利用。

一般电站多以正常尾水位为基础考虑转轮的安装高程。当洪水期下游尾水位增高时，为使转轮不浸在水里，可向机壳内充气，压低尾水位运行。虽然由于增加了空气压缩机等设备而使电站投资增加，但长期运行还是有利的。压低尾水位运行时，尾水挡板的位置很重要，一般要通过水力试验确定其最佳位置。

6.1.2.8 喷嘴数 Z_0 的确定

水斗式水轮机的比转速与喷嘴数的 $\sqrt{Z_0}$ 成正比。在一定的水头与功率下，增加喷嘴数，可以提高机组比转速，减小水轮机转轮直径，使水轮机结构做得小些，以减小水轮机和发电机的外形尺寸和质量，降低机组造价，提高发电机的转速和机组的运行效率。但增加喷嘴数也带来进水管的分岔管、喷射机构及其附属零部件的增加，从而增加水轮机的质量，制造工艺及电站布置复杂化，因此应进行技术经济比较。在比值 D_1/d_0 允许的情况下，尽量采用 1~2 个喷嘴的方案。尤其是在水头很高的情况下，引水道弯头的损失很大，为减少水力损失，采用单喷嘴方案往往是有利的。

卧式机组不能超过两个喷嘴；立式机组可采用多喷嘴，但最多不超过 6 个喷嘴。采用多喷嘴，特别是 6 喷嘴，要注意解决射流相互干扰引起的效率下降和振动问题。因此，应通过具体的技术经济比较确定喷嘴数。

6.1.2.9 水斗数目 Z_1 的确定

水斗数目 Z_1 少时会出现射流没有对水斗做功就流失的情况, 导致容积损失, 效率下降, 因此水斗数目应当存在一个最小临界水斗数, 当水斗数设计时大于该临界值。一般水斗数为 20 个左右, 均能满足这一要求。但水斗数过多往往会增加工艺上的困难。另外, 多喷嘴机组一般避免其射流夹角为相邻水斗夹角的倍数。

根据使用经验, 推荐按下式计算水斗数

$$Z_1 = (6.0 \sim 6.5) \sqrt{\frac{D_1}{d_0}}$$

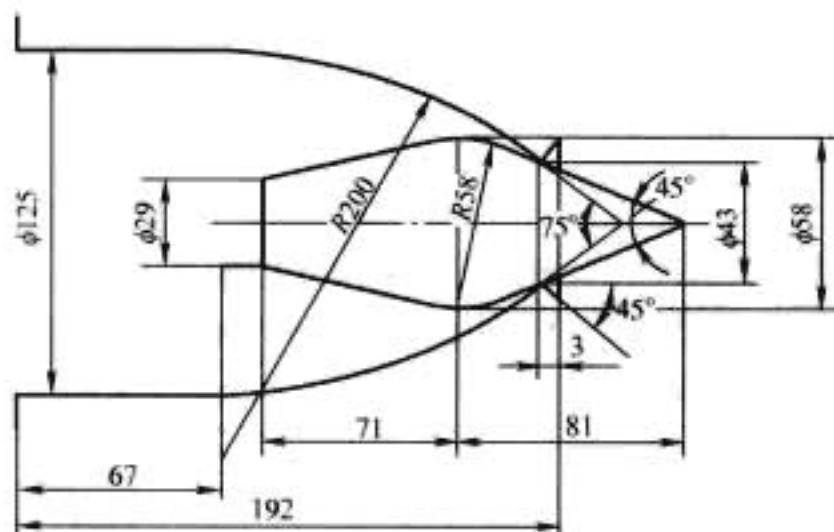


图 2.3-21 喷嘴和喷嘴尺寸

6.1.2.10 水斗和喷嘴的尺寸与射流直径的关系

原型喷嘴的尺寸根据模型喷嘴的尺寸按比例进行换算; 图 2.3-21 为 75°/45° 模型喷嘴。若设计射流直径为 d_0 , 则一般可取:

$$d_b = 1.05d_0$$

$$d_n = 1.228d_0$$

$$S_n = 1.16d_0$$

水斗设计尺寸允许在 $d_b = (0.9 \sim 1.02)d_0$ 的范围内通用, 效率作用相应修正。

6.1.2.11 引水管、导水肘管及其曲率半径

图 2.3-22 为中小型机组引水管, 对于三喷嘴、四喷嘴、五喷嘴及六喷嘴的配水管需根据模型配水管进行换算。

$$v < K \sqrt{2gH}$$

式中: K 为流速系数, 对于中小型机组可由图 2.3-23 上查

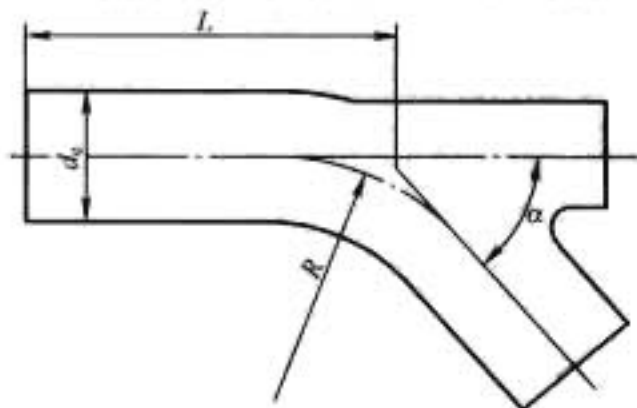


图 2.3-22 引水管

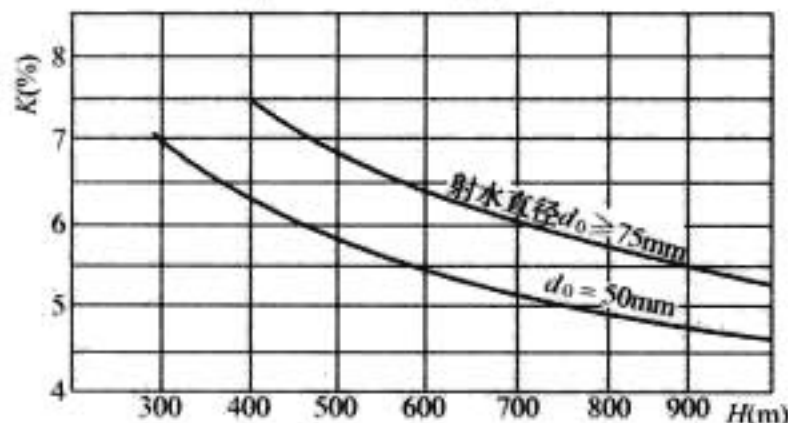


图 2.3-23 引水管及肘管中水流的速度系数

取, 对于大型机组取 0.08。一个引水管的直径

$$d_e = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v Z_0}}$$

式中: Q 为保证功率时的流量, m^3/s ; Z_0 为喷嘴数目。

其余尺寸选择参见图 2.3-22。

$$\alpha \leq 60^\circ$$

$$R = 2.5d_e$$

$$L \geq 2 \sim 2.5d_e$$

6.1.2.12 转轮室的尺寸

卧式机组转轮室尺寸可参照图 2.3-24 和表 2.3-16 选取, 表中 d_0 为保证功率时的射流直径。

表 2.3-16 卧轴水斗式转轮室尺寸

名称	$n_s \leq 12$	$12 < n_s < 18$	$n_s \geq 18$
转轮室宽度	$5d_0$	介于其间	$9d_0$
机坑宽度	$6d_0$		$10d_0$
转轮室长度	$5d_0 + D_1$		$10d_0 + D_1$
机坑长度	$6.5d_0 + D_1$		$13d_0 + D_1$

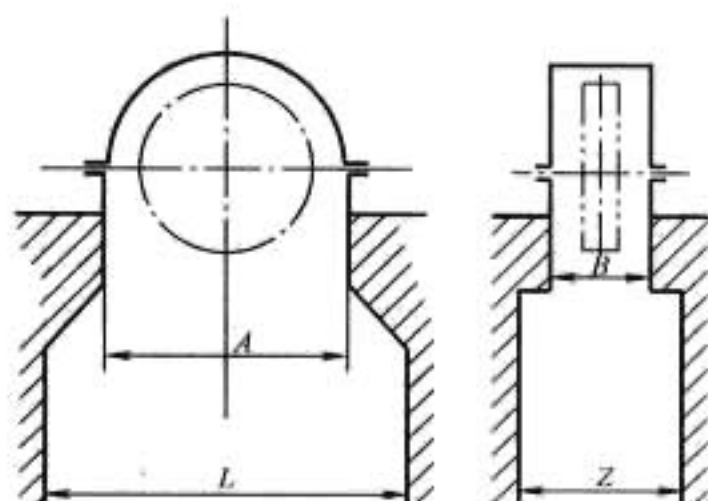
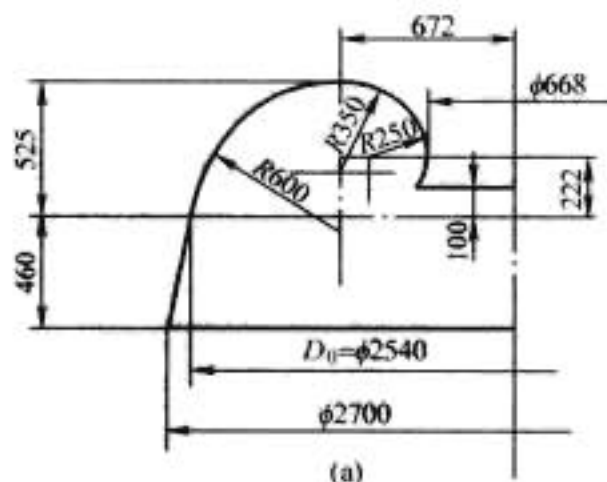


图 2.3-24 卧轴水斗式水轮机转轮室尺寸

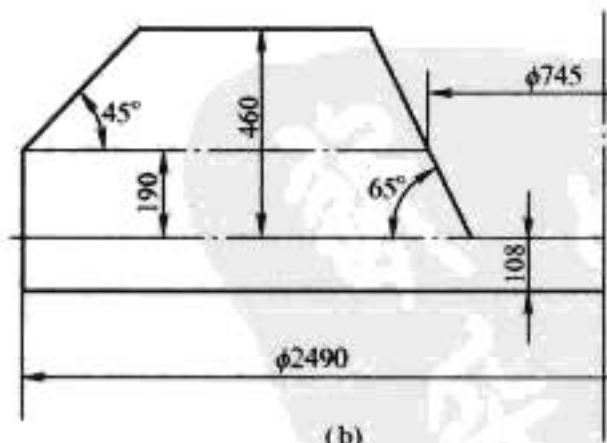
立式机组机壳:

图 2.3-25 中给出了两种国内外已经使用过的机壳型线。其转轮节圆直径为 1m, 直径比 $D_0/D_1 \approx 2.5$ 。有的制造厂采用较大的 D_0 , 有的值达 3 以上。

图 2.3-25 中 a 为铸造机壳, b 为焊接机壳。对于大型机组, 机壳的水力控制尺寸可按模型换算, 机壳对效率影响不显著, 焊接结构的形状可尽量简化。



(a)



(b)

图 2.3-25 机壳尺寸 (单位: mm)

(a) $D_1 = 1000mm$, $D_0/D_1 = 2.54$;

(b) $D_1 = 1000mm$, $D_0/D_1 = 2.49$

6.1.3 模型特性曲线

大中型水斗式水轮机的选型一般在模型试验结果基础上, 根据模型特性曲线来进行。图 2.3-26 和图 2.3-27 为典型水斗式水轮机模型试验曲线。

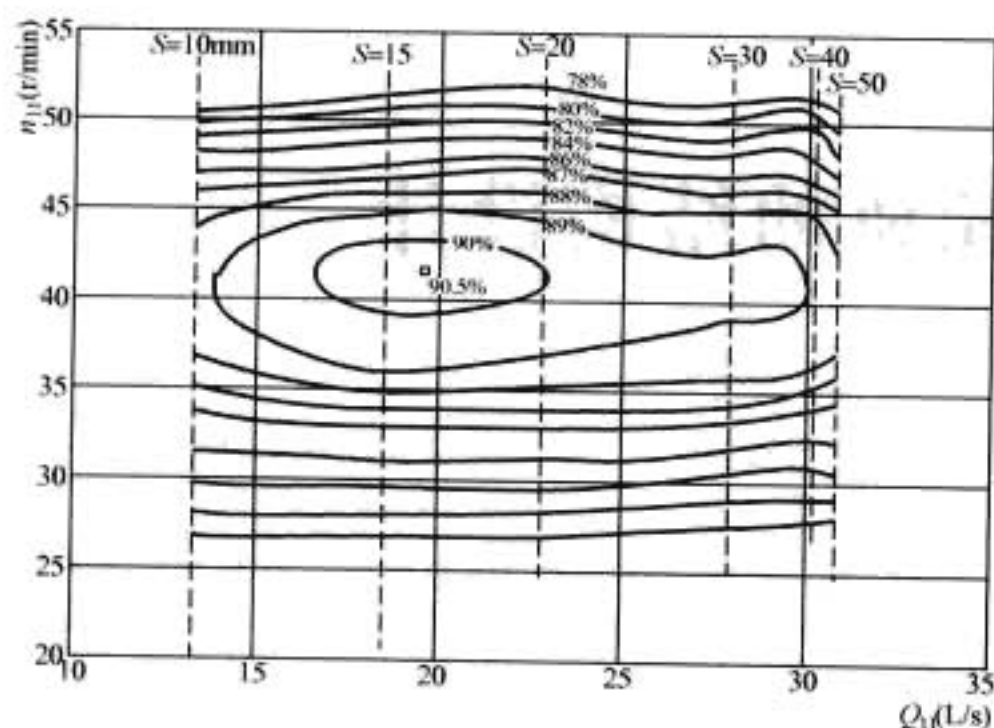


图 2.3-26 水斗式水轮机模型性能试验结果 (单喷嘴)

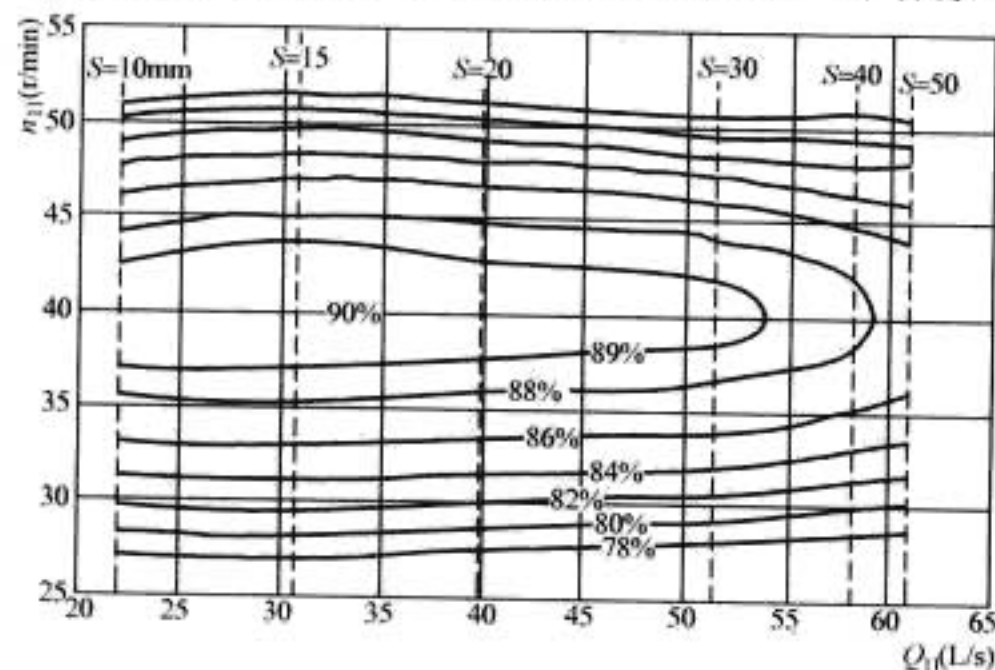


图 2.3-27 水斗式水轮机模型性能试验结果 (双喷嘴)

真机水斗的几何尺寸由模型水斗按射流直径进行几何相似换算。考虑到制造偏差，真机水斗要比按射流直径大 1.05 倍换算。

水斗设计直径 $d_b = 1.05d_0$ 。

喷嘴口直径 $d_0 = (1.2 \sim 1.25)d_0$ ，常取 $d_0 = 1.228d_0$ 。

喷嘴最大行程 $S_n = 1.1d_0$ 。

6.2 斜击式水轮机

斜击式水轮机主要用于小型水电站。

6.2.1 主要参数的选择与计算

中小型斜击式水轮机为单喷嘴结构，喷嘴设计与水斗式水轮机的相同。

6.2.1.1 转轮节圆直径与射流直径之比

斜击式水轮机的尺寸比值 $m = D_1/d_0$ 比水斗式水轮机的小，一般为 4~10。斜击式水轮机的比转速 $n_s = K \frac{d_0}{D_1}$ ， K 值近似等于 210。

6.2.1.2 喷嘴入射角和喷嘴口到转轮进水平面的距离

喷嘴入射角 $\alpha_1 = 22^\circ \sim 25^\circ$ ，通常取 $\alpha_1 = 22.5^\circ$ 。

理论上，当 $\beta_1 = 2\alpha_1$ ， $\beta_2 = 180^\circ$ 时转轮性能最优。但为防止出流冲击斗叶背面，一般取 $\beta_2 = 165^\circ \sim 168^\circ$ 。

为减少射流扩散的影响，应尽量缩短喷嘴口到转轮进口的平均距离 G ，一般取 $G \leq 5d_0$ 。

6.2.1.3 椭圆后移量

射流与转轮平面相交成椭圆。在斗叶数一定的情况下，

逆旋转方向增大椭圆后移量 T 值，可以提高 n_s ，改善过流性能，但以射流不碰撞外轮环为限度。

6.2.2 转轮

叶片设计应使射流以等速度穿过叶片时，方向大体保持不变，以期达到最高效率。

斗叶数的改变对最优单位转速影响很小，对单位流量和效率影响较大。

设计时，通过绘制射流质点与叶片相对运动轨迹的方法，以保证射流质点无漏损为准则，确定斗叶数目。

水头 $H \leq 100\text{m}$ 的小直径转轮可采用球墨铸铁精密铸造； $H > 100\text{m}$ 的较大直径的转轮采用铸钢材料。

近年来，广泛采用钢板模压斗叶的组焊结构转轮。

射流作用于转轮上的轴向水推力

$$F_t = (2000 \sim 2200)Q\sqrt{H} \times [\sin\beta_1 - \sin(180^\circ - \beta_2)] \quad (\text{N})$$

$$\text{或} \quad F_t = 1100Q\sqrt{H} \quad (\text{N})$$

6.2.3 机壳

斜击式转轮单侧出水，转轮应偏心布置，以增大出流侧与机壳壁的距离。为避免斗叶出流被轮环带动而飞溅，撞击射流，应加挡水罩。为使水流通畅地流入尾水渠，斜击式水轮机的喷嘴应自垂直位置（—y 方向），逆旋转方向偏一个角度 θ 布置。当斗叶从进水到出水的过程中，转轮转过的角度为 120° 时，取 $\theta = 50^\circ$ 为宜。

6.3 双击式水轮机

双击式水轮机主要用于小型水电站。

6.3.1 主要参数的选择与计算

6.3.1.1 比转速

$$n_s = K_n \sqrt{\frac{B}{D_1}}$$

式中： K_n 为与转轮和喷嘴尺寸参数及性能有关的参数，在 $\varphi = 120^\circ$ 时， K_n 值为 100~115； B 为转轮宽度，m。

6.3.1.2 单位流量

$$Q_{11} = K_{Q11} \frac{B}{D_1}$$

对 SJT85I 型转轮， $B/D_1 = 1$ ，其 $Q_{11} = 985\text{L/s}$ ， $n_s = 122.4\text{m-kW}$ 。根据模型转轮特性可计算得到不同的 B/D_1 比值的水轮机的流量和比转速。

6.3.2 转轮

叶片内圆 $D_2 = 0.65D_1$ ，叶片进水角 $\beta_1 = 30^\circ$ ，出水角 $\beta_2 \leq 90^\circ$ ， $\beta_2 = \beta_1$ ， $\beta_4 = 180^\circ - \beta_1 = 150^\circ$ 。叶片数 Z_1 为 24~36，直径小时可采用 36 个以上。叶片型线为渐开线型或圆弧形。渐开线型基圆 $\rho_1 = 0.233D_1$ 。

$\frac{B}{D_1}$ 值受叶片强度限制。 $\frac{B}{D_1}$ 与水头 H 的关系如下：

$$H \left(\frac{B}{D_1} \right)^n \approx \text{const}，\text{一般 } \frac{B}{D_1} \text{ 在 } 0.3 \sim 3 \text{ 范围内。}$$

转轮叶片可用钢板冲压或用钢管切割。

6.3.3 喷嘴

进水角 $\alpha_1 = 15^\circ$ ，喷嘴型线为渐开线，基圆半径 $\rho_0 = \frac{D_1 \sin \alpha_1}{2}$ ，喷嘴宽度 $b = (0.95 \sim 1)B$ ，喷嘴包角一般为 $90^\circ \sim 120^\circ$ 。90°无导叶时效率最高。

第4章 混流式水轮机的结构设计

1 概述

混流式水轮机使用水头一般用于水头为 30~700m, 比转速为 50~300m·kW。它的结构简单、运行可靠, 是适用范围最广泛的机型。

2 混流式水轮机的总体布置及典型实例

2.1 总体布置

大中型混流式水轮机布置一般采用立轴布置, 总体布置有伞式、半伞式和悬式三种布置形式:

(1) 伞式是推力轴承支架布置在水轮机顶盖上, 整个机组是一根轴二个轴承或保留轻型上机架, 前一种推力轴承和导轴承结合在一起放在推力支架上, 取消发电机上机架和下机架, 后一种是发电机导轴承放在轻型上机架上。

(2) 半伞式是推力轴承布置在下机架上, 整个机组导轴承可以是两个或三个, 两个导轴承布置是一个水轮机, 另一

个则布置在上机架上, 三个导轴承则水轮机布置一个, 上、下机架各布置一个。

(3) 悬式布置其最主要的特点是推力轴承布置在发电机转子上部(上机架里面), 整个机组布置三个导轴承, 上、下机架各一个、水轮机一个。

调速器和油压设备应该布置在通风干燥的地方, 并尽量靠近导叶接力器, 以缩短输油管路。既可布置在主厂房发电机层, 也可布置在水轮机层。

水轮机蜗壳前面有时布置有蝶阀或球阀。有些机组在座环固定导叶后, 活动导叶前安装圆筒阀。

2.2 典型实例

混流式水轮机本体主要由埋入部分、导水机构和转动部分组成。埋入部分包括蜗壳、座环、尾水管等, 都埋设于混凝土基础中。导水机构采用多导叶控制, 保证水流以很小的能量损失, 在不同的流量下沿圆周均匀进入转轮。导叶操作机构多采用两个装在机坑接力器坑衬内的直缸接力器控

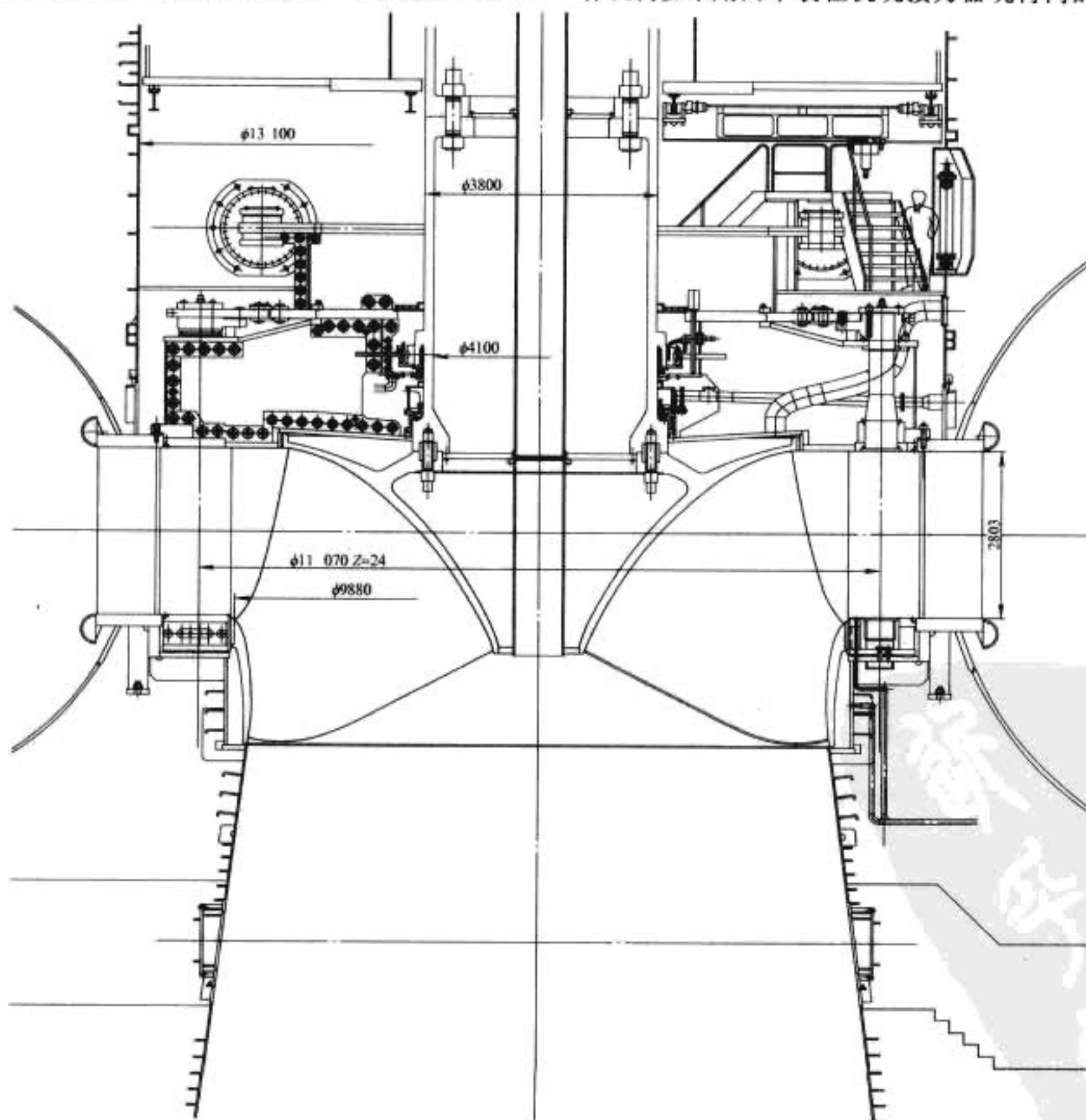


图 2.4-1 三峡右岸电站 HLA D399-LJ-988 中低水头混流式水轮机
($P=710\text{MW}$, $n_r=75\text{r/min}$, $H_r=85\text{m}$, $Q_r=960\text{m}^3/\text{s}$, $H_{\max}=113\text{m}$, $H_{\min}=71\text{m}$)

制, 接力器的操作油源由调速器供给, 导叶的开度由调速器自动控制。水轮机的转动部分主要由转轮、主轴、轴承及密

封装置等组成。图 2.4-1 为中低水头混流式水轮机剖面图; 图 2.4-2 为高水头混流式水轮机剖面图。

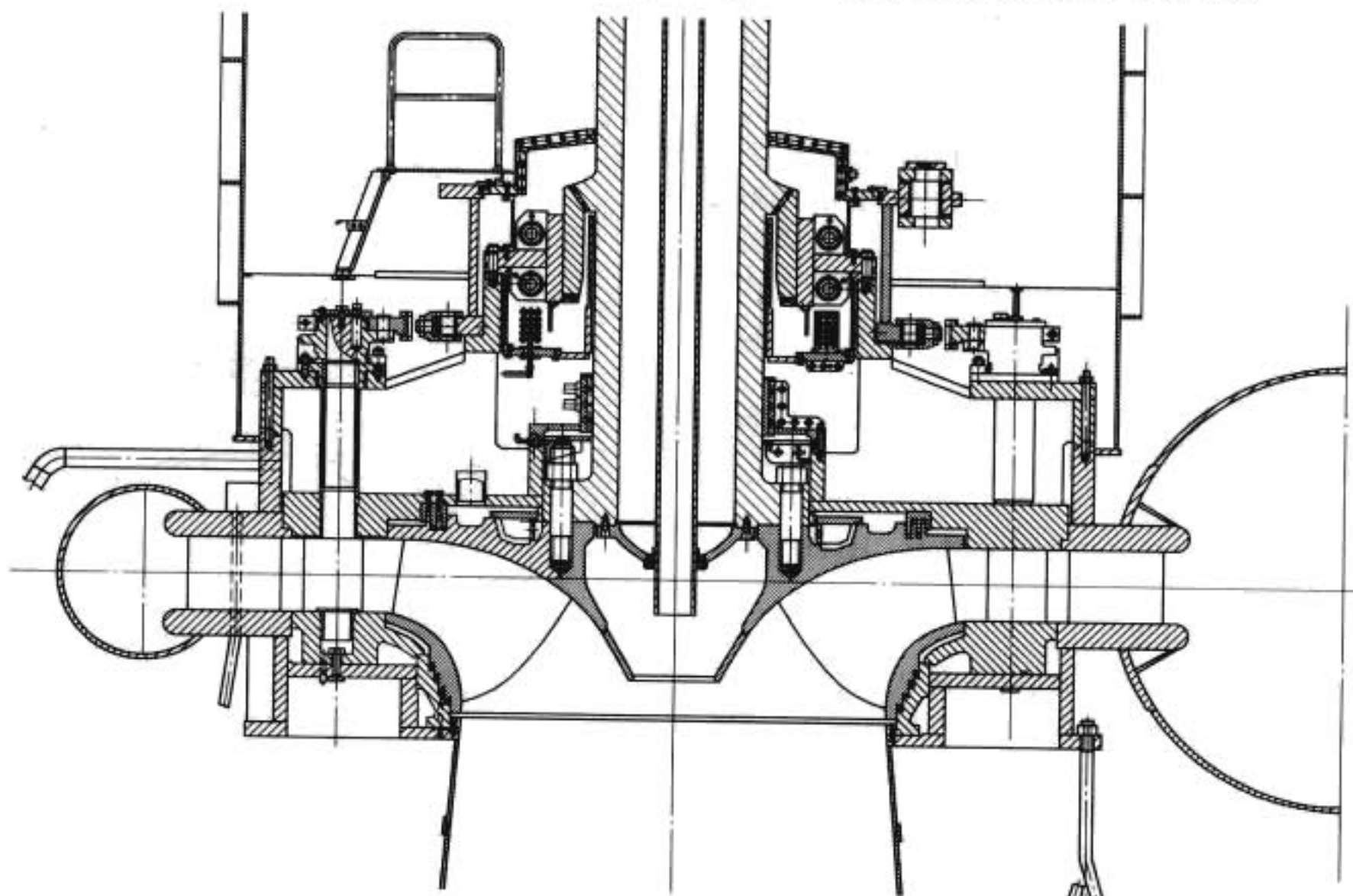


图 2.4-2 高水头混流式水轮机示例

2.3 轴系稳定性计算

水轮发电机组本身质量是均匀的, 其上往往固定着许多圆盘型的集中质量, 如有转轮、发电机转子、推力头及法兰等, 这种多质量系统的扭转振动问题的求解是较为复杂的, 但是影响扭转振动固有频率的, 主要是转轮和发电机转子。所以一般通常将轴系简化为双圆盘质量系统来计算, 如图 2.4-3 所示。用角标 1 表示转轮的相应值, 用角标 2 表示发电机转子的相应值, 经推导, 得到轴的临界转速公式为

$$n_{cr} = \frac{60}{T} = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{GI_p(I_1 + I_2)}{I_1 I_2 L}}$$

式中: I_1 , I_2 分别为水轮机转轮、发电机转子的转动惯量, $\text{kg} \cdot \text{m}^2$; L 为机组轴的换算长度, m 。

对于水轮发电机按刚性轴要求, 计算出的 n_{cr} 临界转速应比飞逸转速 n_r 大 20%~25%, 即 $k = \frac{n_{cr}}{n_r} > 1.2 \sim 1.25$ 。

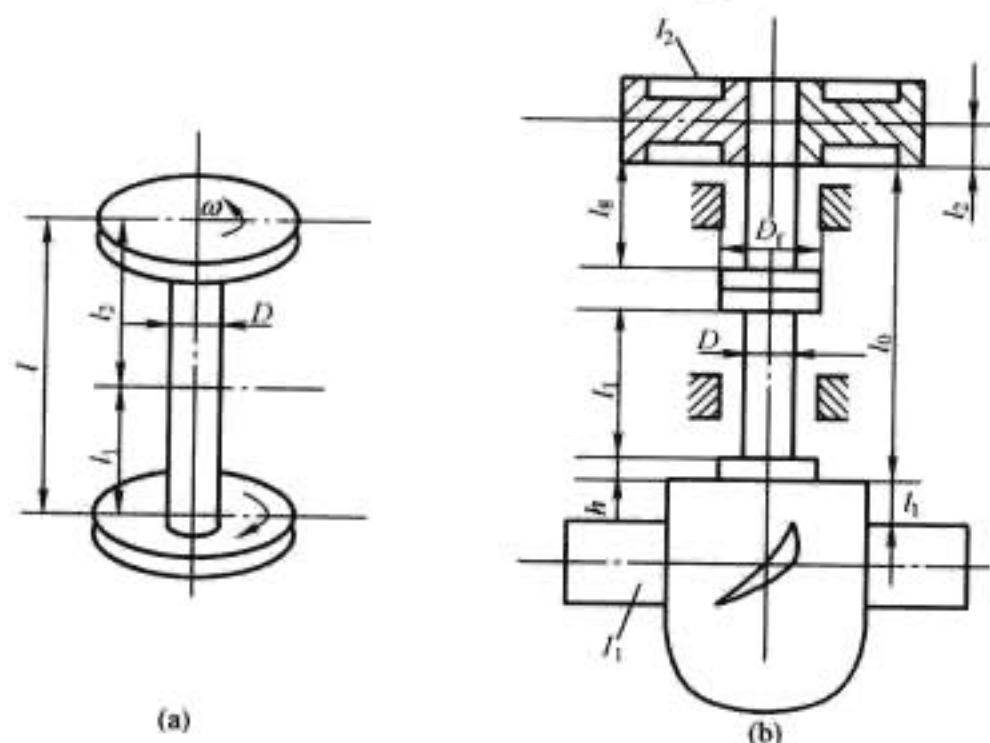


图 2.4-3 轴的扭转振动计算
(a) 双圆盘质量系统; (b) 水轮发电机组的轴系

3 蜗壳的结构设计

3.1 蜗壳种类

蜗壳为水轮机的引水部件。混流式水轮机蜗壳有混凝土蜗壳和金属蜗壳两种型式。

3.2 混凝土蜗壳

一般水头在 40m 以内的机组应用混凝土蜗壳, 蜗壳断面形状为“T”形或“Γ”形, 详见本篇第 5 章。

3.3 金属蜗壳

当水头超过 40m 时, 水轮机蜗壳通常采用金属蜗壳。金属蜗壳断面从进口到尾部逐渐减小, 以使水流形成环量并沿整个圆周均匀流入座环, 进而流入导水机构。一般在蜗壳适当位置开有蜗壳进人门, 在蜗壳内部最低处设有排水阀。图 2.4-4 是水头为金属蜗壳结构图, 蜗壳的包角一般取 $345^\circ \sim 360^\circ$ 。

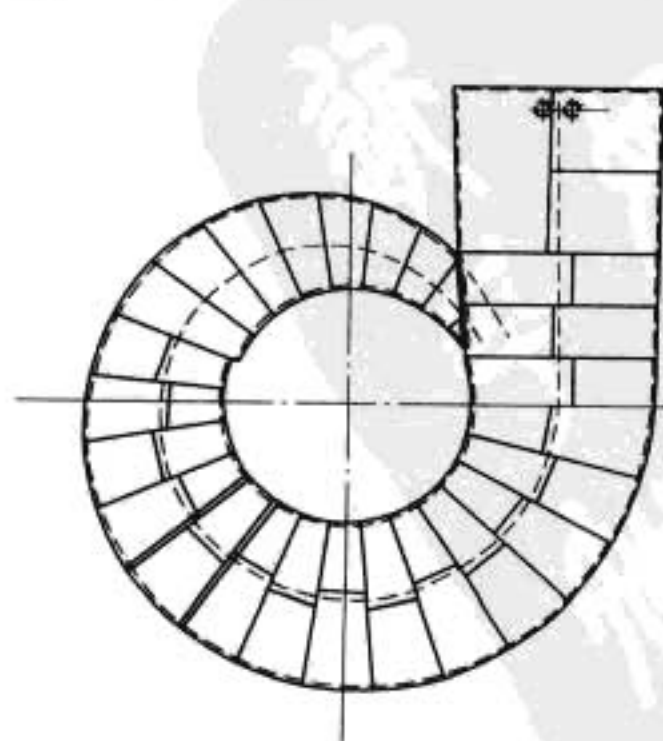


图 2.4-4 金属蜗壳结构图

大中型混流式水轮机采用钢板焊接蜗壳,它由钢板卷成的许多圆锥形环节组成。

考虑焊接、运输、水力等综合因素,通常将蜗壳分成若干个锥形环节,环节断面为圆形或椭圆形,每一节由钢板用卷板机滚压成型,在不同断面处,因受力不同可采用不同厚度的钢板,相邻节或同一节中相邻钢板厚度相差一般不应大于5mm。大中型水轮机的焊接蜗壳一般在工地进行焊接。焊接蜗壳的焊缝应尽可能减少,十字交错焊缝必须错开300mm以上,焊缝的坡口一般采用不对称X型,根据钢板的厚度选择合理的焊缝坡口,并应尽量减少或避免仰焊。

金属蜗壳的埋入方式通常有三种。一是蜗壳上半部敞开,不浇在混凝土内;二是蜗壳上部辅以弹性垫层;三是打压,保压浇筑混凝土蜗壳。

焊接蜗壳用的钢板材料一般采用16MnR、HITEN610、ADB610、WDB610等。

3.3.1 金属蜗壳的强度计算

蜗壳不同断面由于受力不同而采用不同厚度的钢板,从进口到尾部断面,钢板厚度逐渐减小。蜗壳鼻端采用了与蜗壳进口及尾部连接的特殊固定导叶。金属蜗壳为薄壁容器,不能承受外部载荷。受力情况比较复杂,有水压力产生的薄壁应力、座环限制蜗壳壁变形而产生的附加应力、有蜗壳壁钢板进度变化在连接处产生的附加应力等。通常立式水轮机蜗壳埋在电站混凝土中,在蜗壳与混凝土之间铺设弹性垫层,使机组的重量、轴向水推力及蜗壳上部的混凝土重量,一部分经座环传到下部混凝土基础上,一部分直接传到下部混凝土基础上。

3.3.2 金属蜗壳材料选用

金属蜗壳要求采用可焊性能优良的钢板,焊接蜗壳的钢板,其材料性能除保证足够的强度外,还应有良好的工艺性。现在采用较多的材料为16Mn、16MnR及高强度低合金钢板HITEN610、ADB610、WDB610等。

4 座环的结构设计

4.1 座环的种类

座环是水轮机的重要的基础部件,水轮机的轴向水推力、水轮机的重量以及座环以上厂房混凝土的重量等载荷均由座环承受并传至电站基础,在水轮机整个装配中,它又是一个最重要的基准件。因此,在设计中除了满足强度要求和有足够的刚度外,还有加工精度要求和安装精度要求。

座环的结构、工艺加工方案取决于座环的尺寸、加工能力和运输条件等因素。对于混流式水轮机,通常采用铸焊结构或焊接结构的座环,根据运输条件可采用整体或分瓣结构。在铸焊结构中,固定导叶采用铸造然后和上环、下环钢板焊成整体。在全焊结构中,固定导叶也采用钢板型式。图2.4-5是典型的混流式座环结构。

按座环和金属蜗壳的连接方式,座环结构大致可分为两类:带蝶形边座环(现已很少采用);双平板座环。

混流式水轮机顶盖的积水一般采用由座环排出的方案,一般处于蜗壳尾部的几个固定导叶中设有排水孔。此外,在座环的下环上开有若干灌浆孔和排气孔,以备安装完后填灌浆用。

座环采用的材料为:Q235B、Q345B、Q345-Z15、Q345-Z25、Q345-Z35、ZG20SiMn(固定导叶)、ADB610、ASTMA516MGr485等。

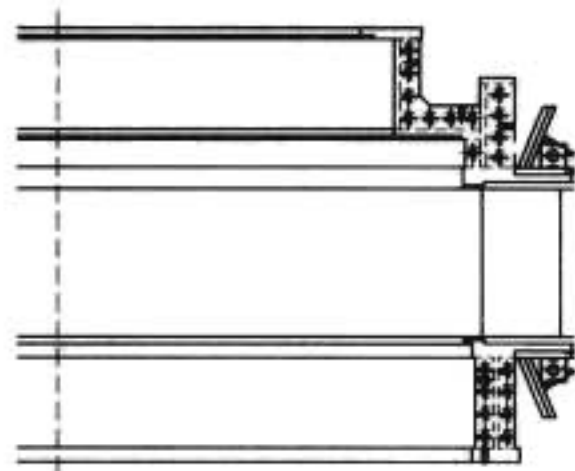
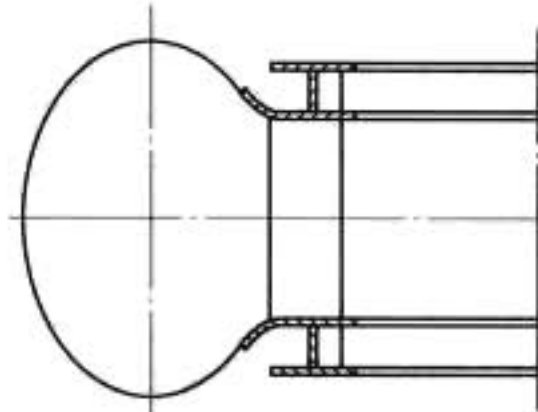


图 2.4-5 典型的混流式座环结构

4.2 碟形边座环

带碟形边座环,如图2.4-6所示,过去曾比较流行,现在已被双平板座环所取代。



4.3 双平板座环

座环结构较为简单,蜗壳钢板直接焊在过度板和上、下环板上,蜗壳传递的力正好基本通过固定导叶形心,改善了受力条件,降低了应力,现在通常采用此结构。上、下环板外圆焊有导流环,改善了座环进口的绕流条件。

5 导水机构的结构设计

导水机构主要由导叶、导叶传动机构、导水机构接力器和顶盖、底环、控制环等部件组成。它的作用是形成和改变环量,从而调节通过水轮机水的流量,同时,也用于正常停机和事故停机。

大中型混流式和轴流式水轮机一般采用径向式导水机构,整个导水机构结构设计必须满足下列要求:

- (1) 导水机构的传动机构应保证导叶最大开度值,且留有一定的裕量。
- (2) 导水机构中应设有安全保护装置,防止调节过程中导叶被硬物卡住时而引起零部件损坏。
- (3) 当导叶失去控制时,结构上应有防止导叶任意转动的限位装置,以免打坏其他部件。
- (4) 导叶的轴承、连杆、导叶臂等转动的活接头应该应用自润滑材料。
- (5) 导叶上下端面以及立面应保证良好的密封,使停机时漏水损失最小。
- (6) 结构上应便于安装时调整导叶的立面和端面间隙。
- (7) 导水机构的主要零部件应有足够的强度和刚度。
- (8) 对于高水头水电站或多泥沙河流的水电站,导水机构的过流部分表面应有良好的抗空蚀和抗磨损的措施。

5.1 导叶

目前常用的导叶有对称型和非对称型两种。混流式水轮

机一般采用三支点导叶，上、中、下轴颈尺寸由强度计算决定，导叶通常采用整铸结构。

导叶结构及其密封如图 2.4-7、图 2.4-8 所示，立面通常采用靠金属接触面研合封水，而上下端面通常采用橡胶或金属密封。导叶的材料一般 ZG20SiMn、ZG06Cr13Ni4Mo 等。

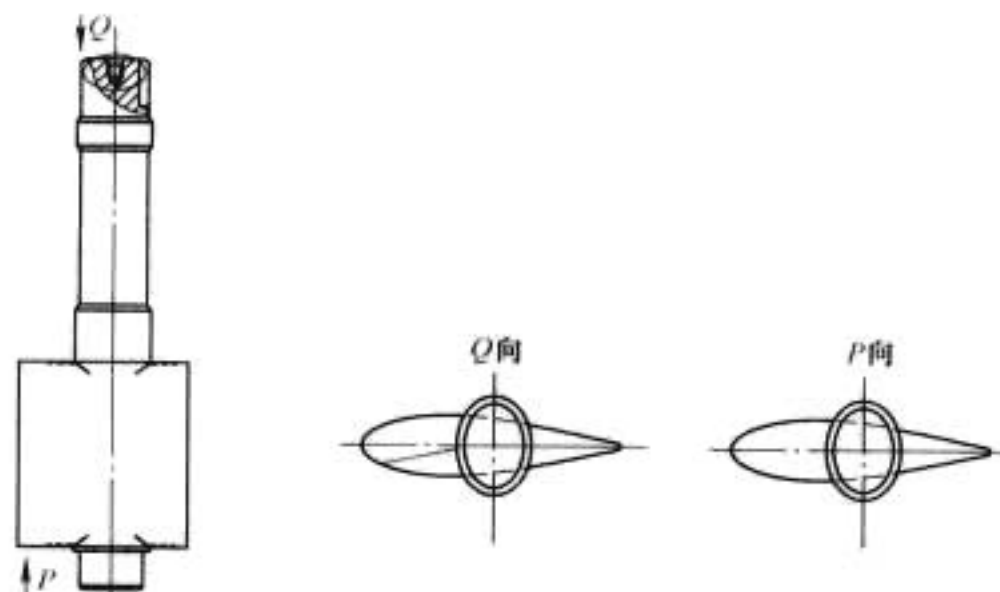


图 2.4-7 导叶结构图

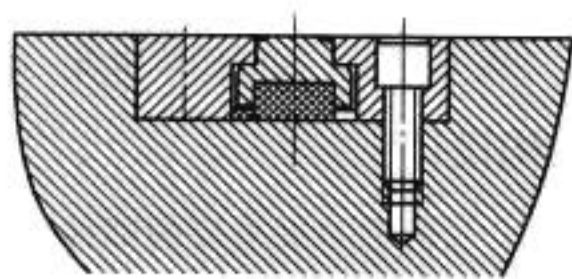


图 2.4-8 导叶上、下端面密封

5.2 导叶传动机构

大中型水轮机导叶传动机构通常采用叉头传动机构（见图 2.4-9）或双平板传动机构（见图 2.4-10），这两种传动机构受力情况良好，其中叉头加工较难，但调整范围大，双平板传动机构加工较容易，但调整范围小。

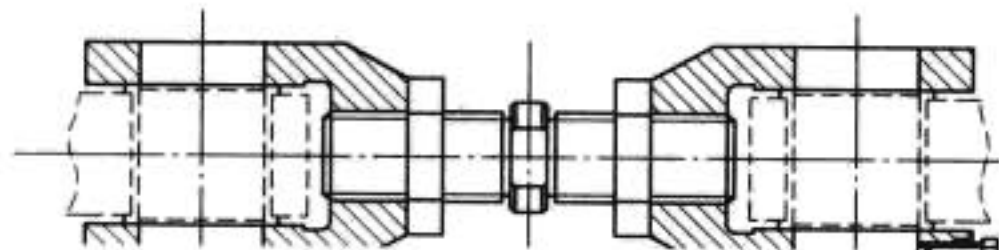


图 2.4-9 叉头传动机构

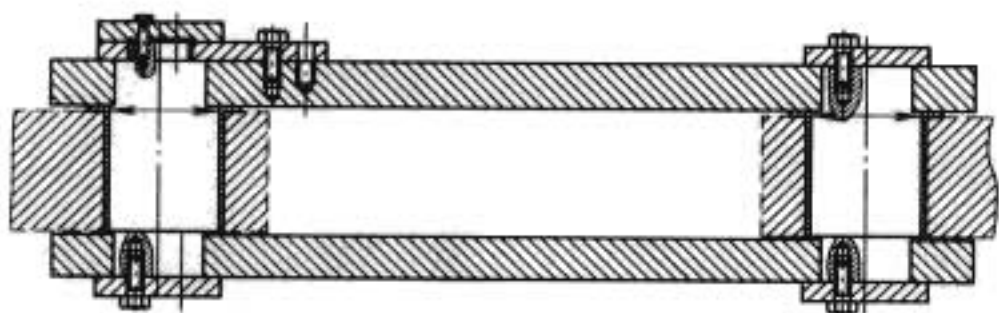


图 2.4-10 双平板传动机构

其传动原理如下：导叶臂与导叶用圆柱销连接，直接传递操作力矩。导叶臂上装有端盖，用调节螺钉把导叶悬挂在端盖上。由于采用了圆柱销，因此在调整导叶体上下端面间隙时，导叶上下移动，而其他传动件位置不受影响。在传动机构中，导叶臂与连接板上装有剪断销，如果导叶间因异物卡住时，有关传动件的操作力矩急剧增大，应力增高到 1.5 倍时，剪断销首先剪断，保护其他传动件不受损坏。此外，连接板或控制环与叉头（双平板）连接处，为了使连杆装配保持水平，可以修磨轴套上平面进行调整。叉头连接两端分别为左旋和右旋螺纹，双平板连接为偏心销，以便安装中调整连杆装配长度和导叶开口。

5.3 导叶接力器

接力器通过传动机构转动导叶，其压力油是从主配压阀经管路流进接力器的。

大中型水轮机的导水机构，由单独的接力器操作，其结构有直缸、环形（已不常用）等多种型式。从操作容量、接力器的加工和布置方面考虑，每台水轮机可采用两个或数个接力器。使用最多的是直缸接力器，它结构简单、密封良好、运行可靠。直缸接力器又分带导管和不带导管的两种基本结构。不带导管的摆动环节可设置在推杆外端或接力器后缸盖上。

导水机构接力器采用直缸接力器，其布置形式较多。图 2.4-11 为导水机构接力器布置图，是目前国内混流式水轮机采用最多的一种。图 2.4-12 为带锁锭装置的接力器，图 2.4-13 为不带锁锭装置的接力器。

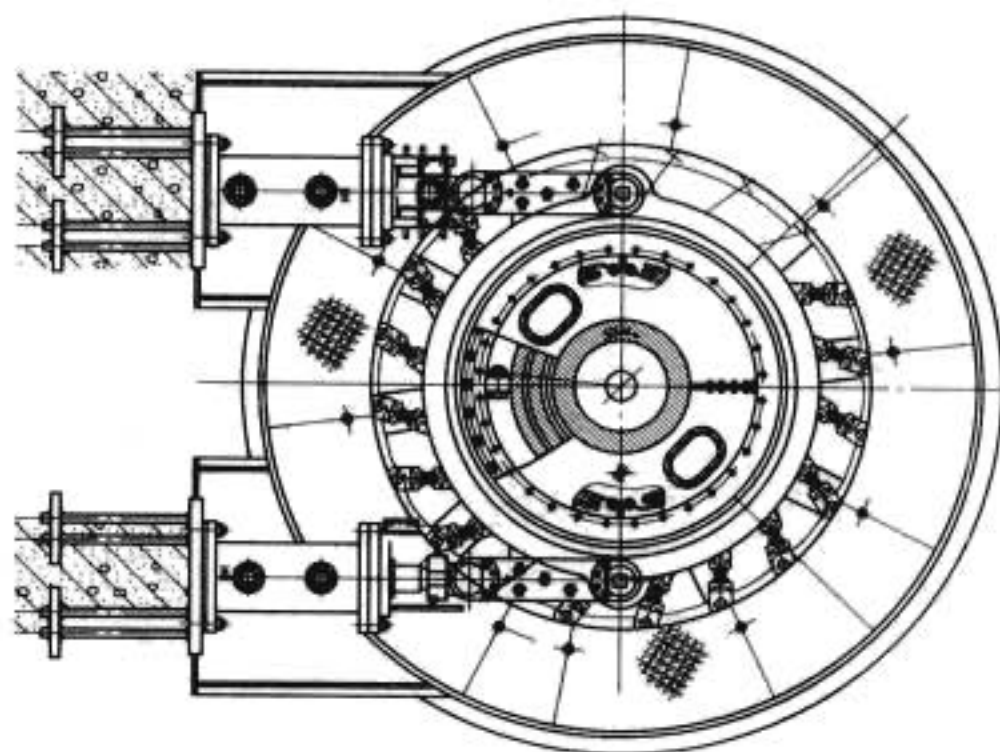


图 2.4-11 导水机构接力器布置图

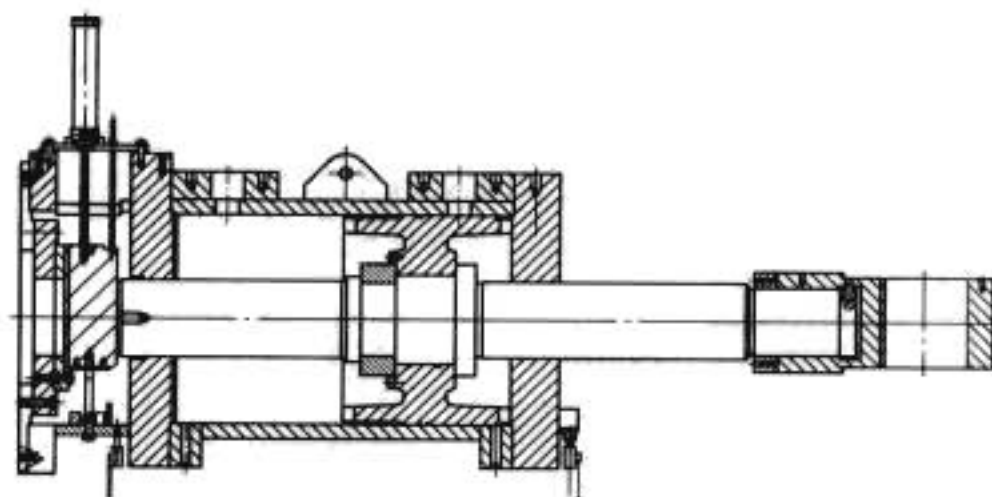


图 2.4-12 带锁锭装置的接力器

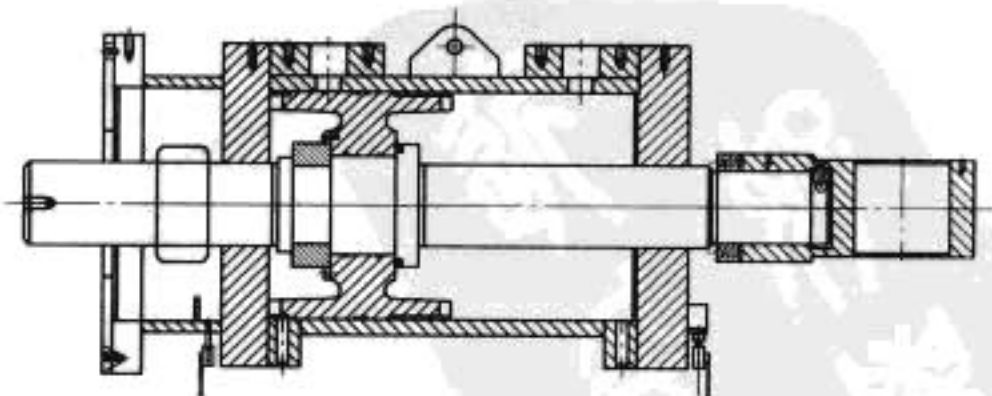


图 2.4-13 不带锁锭装置的接力器

接力器的油压目前一般是 4MPa 和 6.3MPa 两种。接力器应按在极端工况下运行校核。接力器中主要零部件应做强度计算，活塞杆还需进行稳定性计算。

导水机构在全关位置都设有锁锭装置，它可布置在接力器或控制环上。

接力器有多种布置方式。现在常用布置在机坑的双接力器方案。若采用常规导水机构，且采用两个单缸接力器操作，则每个接力器的直径可按下式近似计算：

$$d_c = \lambda D_1 \sqrt{b_0 H_{\max} / 10 p_r} \quad (\text{m})$$

式中：系数 λ 约为0.15~0.18左右。

按计算结果，取与计算值相近的系列直径，然后校核最低操作油压。

5.4 顶盖

顶盖（见图2.4-14）是水轮机的重要部件，它固定在座环上，是导水机构部分部件、水导轴承、主轴密封等部件的基础，要求有足够的强度和刚度，一般设计成箱形钢板焊接结构，考虑有一定的检修空间。因受运输条件的限制，顶盖可以采用分两半或四瓣组成。顶盖与导叶配合面，一般采用橡皮密封条或青铜密封，在顶盖过流面一般铺设不锈钢抗磨板。顶盖与转轮对应位置往往需要设置止漏密封环。顶盖的结构比较复杂，制造要求高，尤其装导叶套筒的孔应于底环装导叶下轴颈的孔同心。

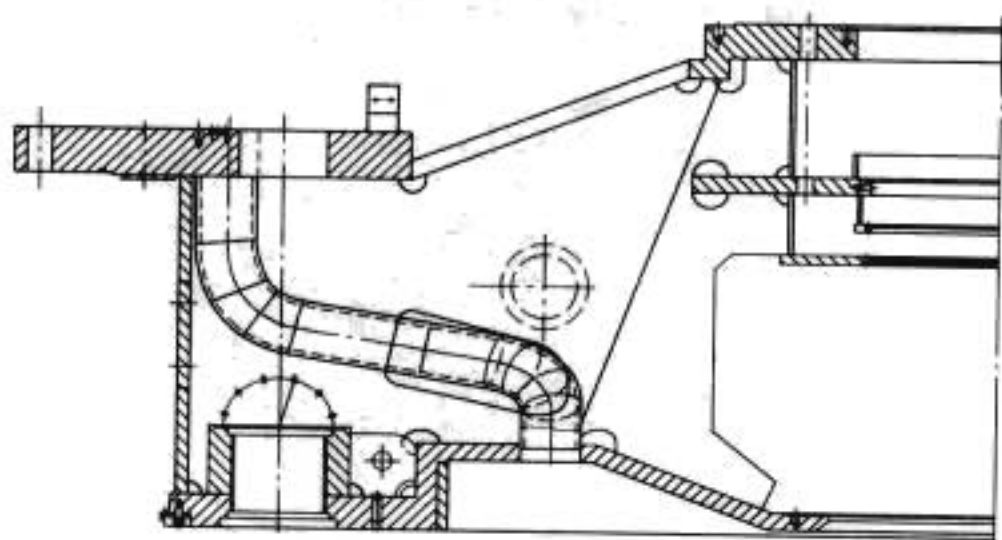


图 2.4-14 顶盖结构图

5.5 底环

底环（见图2.4-15）是一个扁平的环形部件，固定于座环上，设计时主要考虑刚度，一般不作强度计算。大多数底环采用钢板焊接结构。因受运输条件限制，可分为两半或四瓣组成。底环上导叶轴孔应与顶盖轴孔同心。

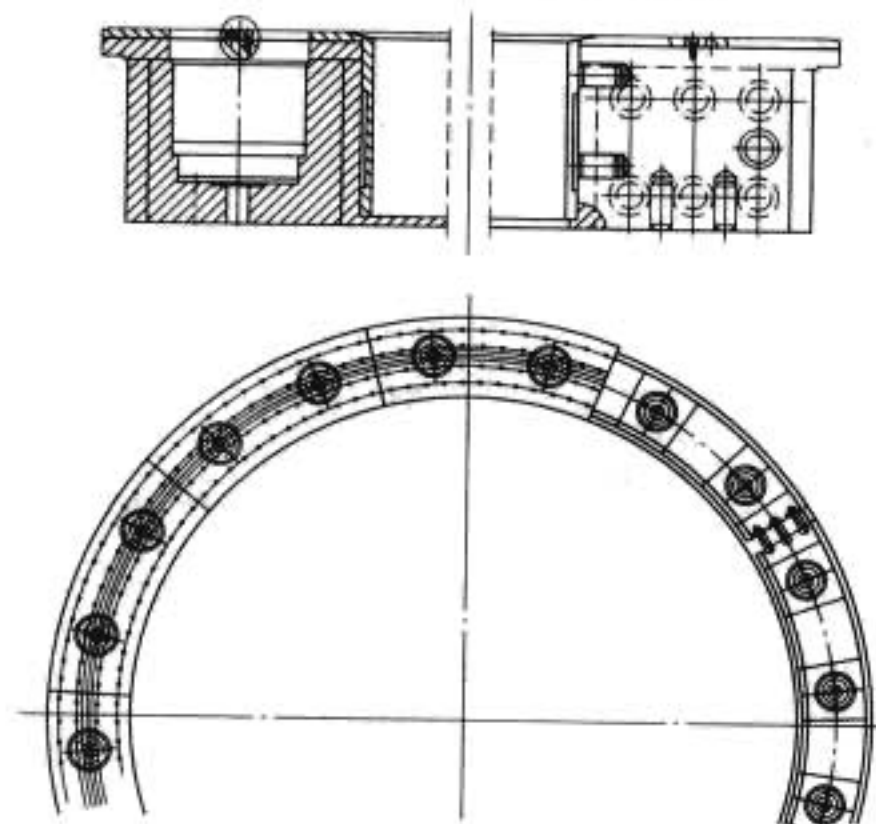


图 2.4-15 底环结构图

5.6 控制环

控制环（见图2.4-16）是传递接力器作用力，并通过传动机构转动导叶的环形部件，一般采用钢板焊接结构。大型

控制环受运输条件限制，设计成分半结构，分半面应设计在应力最低部位。控制环一般需要计算本体部分和耳环部分的强度，大型控制环还应计算环的扭转刚度。

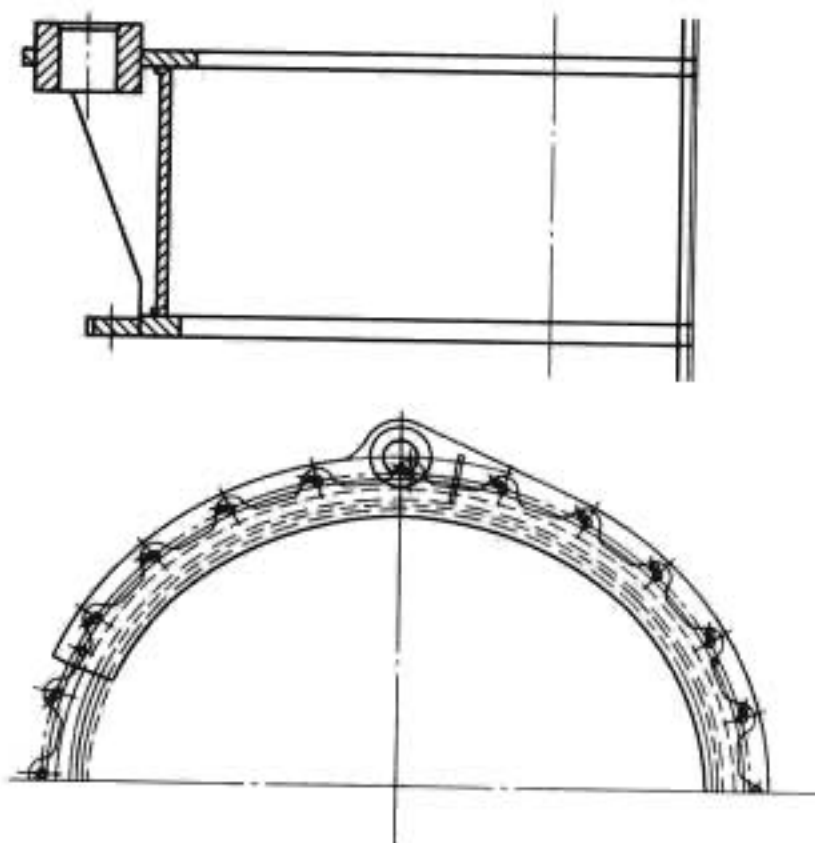


图 2.4-16 控制环结构图

6 转轮的结构设计

转轮是混流式水轮机的最重要的部件，它由上冠、叶片、下环、止漏环、减压装置和泄水锥等几部分组成。图2.4-17为中低水头混流式转轮、图2.4-18为高水头混流式转轮、图2.4-19为分瓣转轮的典型结构。

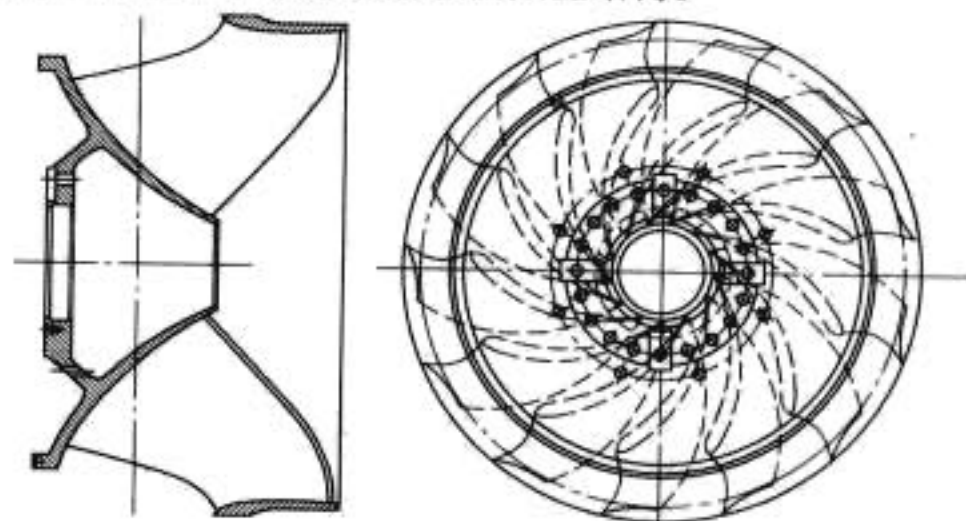


图 2.4-17 中低水头混流式转轮典型结构

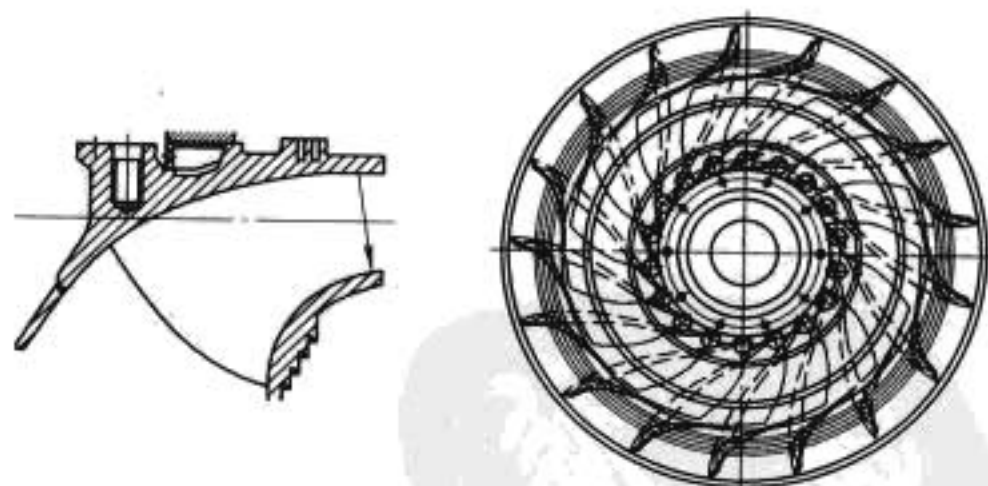


图 2.4-18 高水头混流式转轮典型结构

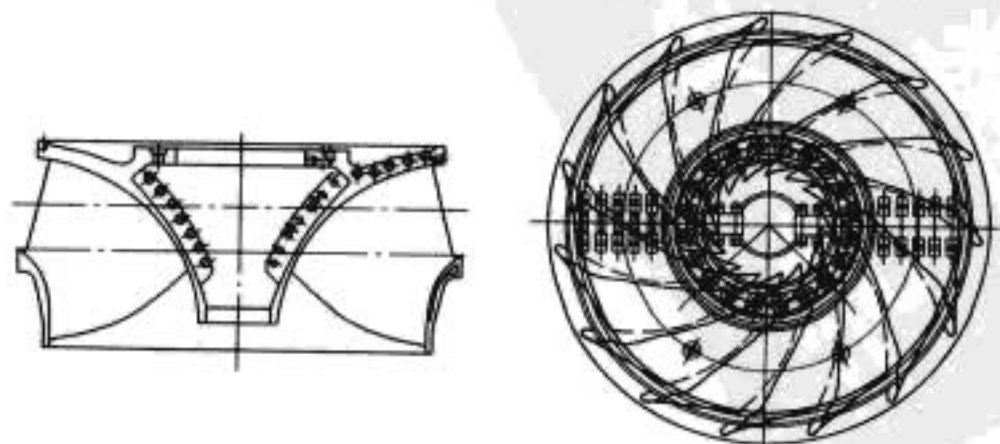


图 2.4-19 分瓣转轮典型结构

混流式转轮一般都采用铸焊结构型式,上冠采用 ZG20SiMn、ZG06Cr13Ni5Mo,下环采用 ZG20SiMn、ZG06Cr13Ni5Mo 或钢板卷压成型,叶片采用 ZG20SiMn、ZG06Cr13Ni5Mo,采用手工打磨或数控铣成型、不锈钢板模压、铸造板坯模压成型等。根据运输条件,大型转轮可采用分瓣结构或整体结构工地加工。

因水轮机的转速较低,其高度与直径之比小于 1,一般只做静平衡试验,其残留不平衡质量在飞逸转速下引起的离心力,对于小型机组,不应超过转轮自重力的 1%~2%;对于大中型机组不大于 0.2%。

转轮的止漏环根据水头的高低不同而采用不同的型式。常用的型式有缝隙式、迷宫式、梳齿式和台阶式。止漏环还分为一体止漏环和可拆卸止漏环。

止漏环的形式与水头及水中泥沙含量有关。若水中含泥沙量较大,则宜采用缝隙式止漏环。止漏环与转轮常用热套连接。热套的过盈量,按飞逸转速时仍有一定紧量的原则确定。热套温度按下式计算

$$T = \frac{3\delta_1}{D_{19}\alpha} + t_0 \quad (^\circ\text{C})$$

式中: α 为钢材的热膨胀系数, $^\circ\text{C}^{-1}$, $\alpha = 1.15 \times 10^{-5} ^\circ\text{C}^{-1}$; t_0 为室温, $^\circ\text{C}$ 。

对于高水头机组,为减少容积损失,采用梳齿式密封。止漏环一般用螺钉紧固在转轮或固定部分上。

止漏环单边间隙,大致可取 $\delta_B = 0.0005D_1$ 。止漏环高度 $L = (0.04 \sim 0.05)D_1$,水头高的取大值,采用间隙式的取大值,必要时可根据功率损失确定。

止漏环一般用不锈钢制成。对于高水头机组,为减少容积损失,要求减小止漏环间隙时,止漏环的一边用不锈钢,另一边则用软材料,如镍铝青铜制成。

为减小转轮承受的向下轴向水推力,需在转轮结构上采取减压措施,如在上冠上开减压孔、在上冠相对应的顶盖上装焊平压管、在转轮上冠处装有泵板装置等,减小作用在转轮上冠外表面上的水压力。减压孔或平压管排水总面积,一般要求为上止漏环缝隙面积的 4~6 倍。

采用轴心孔补气时,泄水锥锥面应开补气孔,其总面积应大于补气阀孔口面积的 2 倍。泄水锥一般用铸钢整铸或用钢板焊接而成,它可以直接焊在转轮上冠的下部,或用螺栓把合在上冠上后点焊加强。

7 尾水管的结构设计

尾水管是水力流道的一部分,水流通过尾水管时具有一定的流速,为了防止水流冲刷混凝土造成损坏,混流式水轮机一般都设金属尾水锥管(一般在流速大于 6m/s),大部分机组还设金属尾水管肘管。尾水管分为直锥形和弯肘形两大类,中型水轮机中一般采用弯肘形尾水管。弯肘形尾水管包括锥管(见图 2.4-20)、肘管(见图 2.4-21)和出口扩散段。

尾水管里衬采用钢板卷焊而成。由于尾水管内的水流随着工况的变化,不太稳定,存在不同程度的振动,所以衬壁的钢板应有一定的厚度,靠近转轮出口处的里衬还要选用一

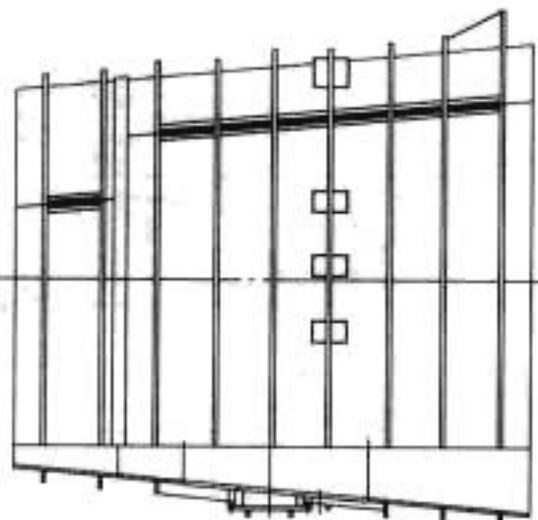


图 2.4-20 尾水管锥管

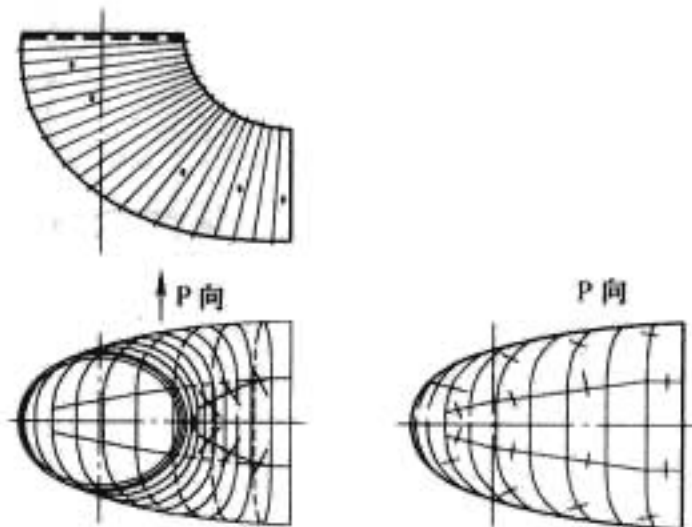


图 2.4-21 尾水管肘管

段不锈钢里衬。尾水管里衬外壁应有足够的刚度,混凝土一定要浇实,否则里衬很快损坏。尾水管锥管上装有尾水管进入门,进入门的下部装有试水阀。尾水管进入门处的里衬可适当加厚以增加进入门处尾水管的刚性。尾水管锥管上部在工地与基础环相连,可直接焊于基础环上。锥管上部应留出一段作为工地配割,配割段可留 50~100mm 高度作为配割裕量。

大型机组的尾水管里衬,因受运输限制,分段和分瓣成型后发运,工地安装时组焊。

8 主轴设计

主轴是水轮机的最重要部件,一般采用锻钢 20SiMn、ASTMA668GrD 等,根据生产条件和技术经济指标比较,可以采用整锻、分段锻造和加上窄间隙焊而成,也可用钢板卷焊轴身与锻造法兰拼焊而成。大中型水轮机主轴一般都有中心孔,这可以消除轴心材质缺陷,检查主轴质量,还可用于中心孔补气。主轴上部与发电机轴相连,根据厂房布置也有的水电站水轮机与发电机为一根轴。主轴下部与转轮相连。

水轮机主轴与转轮、水轮机主轴与发电机主轴连接方式有以下几种:销钉连接方式,如图 2.4-22 所示;键连接方式,如图 2.4-23 所示;销套连接方式,如图 2.4-24 所示;摩擦传递扭矩连接方式,如图 2.4-25 所示。

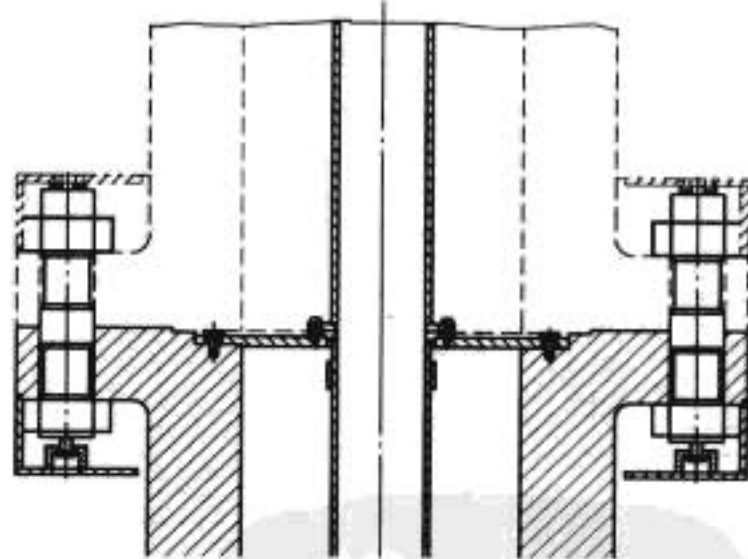


图 2.4-22 销钉连接方式

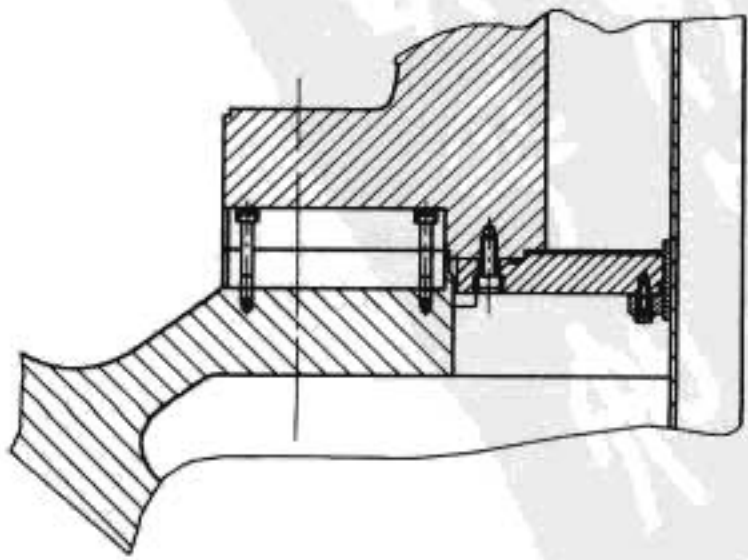


图 2.4-23 键连接方式

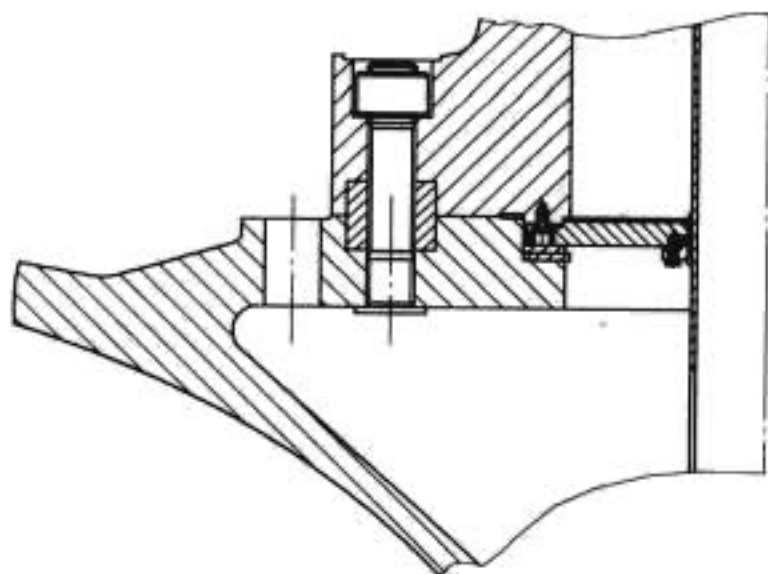


图 2.4-24 销套连接方式

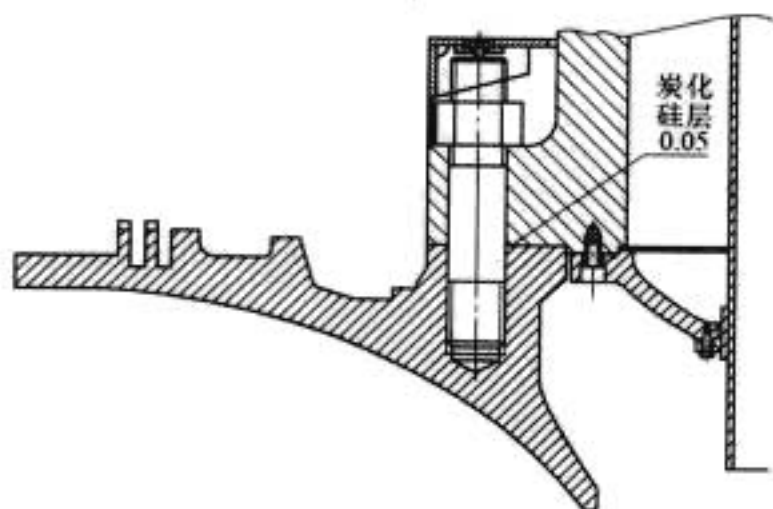


图 2.4-25 摩擦传递扭矩连接方式

9 主轴密封设计

主轴密封装置分两种。

一种是机组正常运行中防止机组漏水的主轴工作密封，主轴工作密封有以下几种：

(1) 端面水压式密封（见图 2.4-26）。利用橡胶块组成环形密封圈，支承在支架上，利用水压使密封圈与固定在主轴上的转环形成端面密封，密封环磨损后可以轴向移动密封环继续与转环平面贴合，保持密封性能。

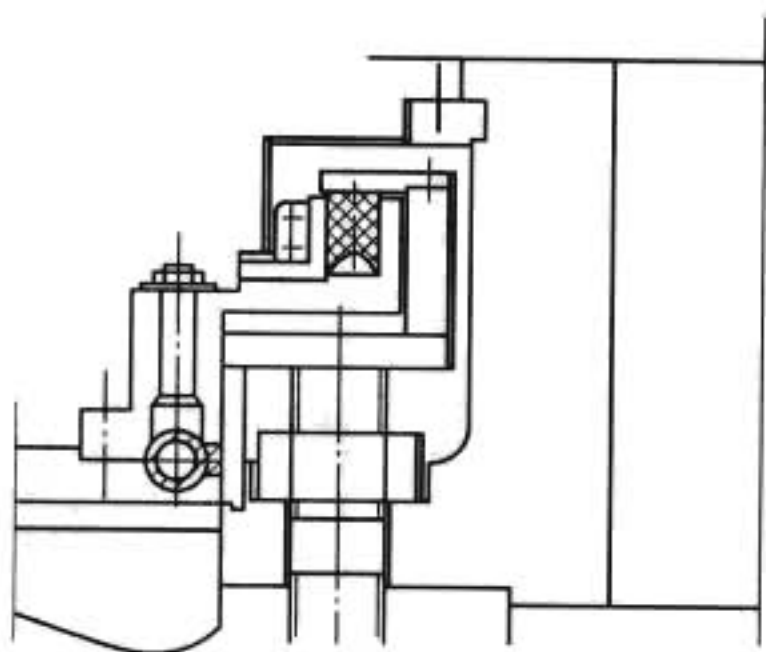


图 2.4-26 端面水压式密封

(2) 无接触金属密封（见图 2.4-27）。结构简单可靠，其密封转动环为不锈钢材料，具有较好的抗磨损和抗腐蚀性能。密封动环装在主轴上，一般不再拆卸。定环为普通钢板制造，在密封面黏结一层巴氏合金，并开有三道迷宫槽，其中，中、上两道迷宫槽与排水管道连通，将密封漏水排至集水井。此密封结构一般用于高水头混流式水轮机。

(3) 用于大型机组的浮动环端面密封（见图 2.4-28）。其工作原理为，不锈钢密封转环固定在主轴下法兰上平面上，复合材料制成的密封块把合于密封环中，密封环装于固紧环内侧，滑动接触且设有密封圈。工作时依靠密封环的自

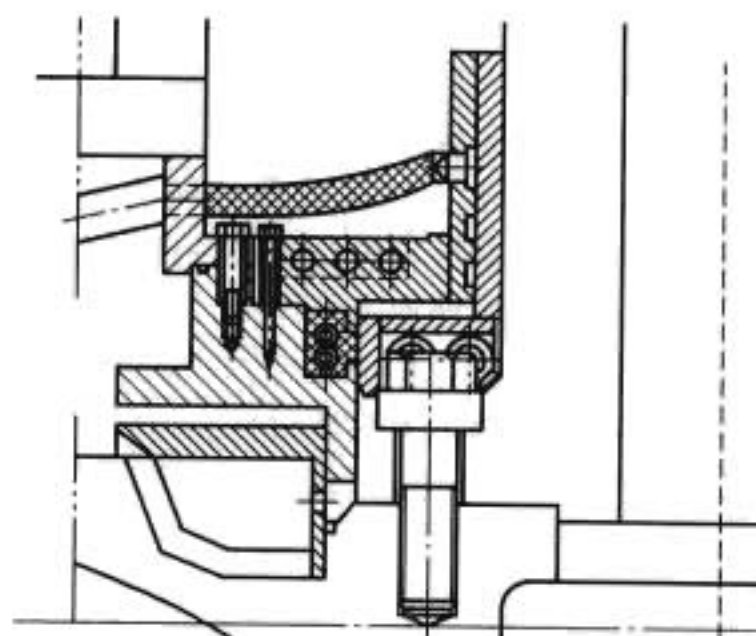


图 2.4-27 无接触金属密封

重力，密封环与固紧环间的弹簧力和密封腔内的水压力，将密封块与密封转环贴合，达到密封效果。密封环与密封块设有通水孔，依靠清洁水润滑，冷却密封块与密封转环间的接触面，防止干摩擦损坏密封块。同时此清洁水有一定的压力。这样可使密封块上、下移动，可保证密封块逐渐磨损以保证较长寿命。

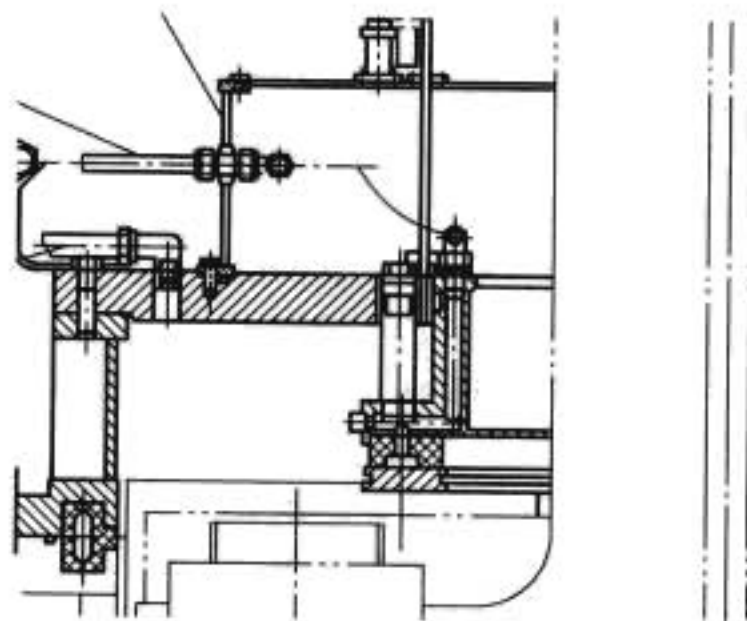


图 2.4-28 浮动环端面密封

(4) 径向密封（见图 2.4-29）。利用数层碳精块或其他耐磨材料，在机械弹簧等方式作用下，沿径向与套在主轴上的抗磨衬套形成径向密封，并通清洁水润滑，密封块磨损后在弹簧力作用下，可以径向移动，继续贴紧主轴衬套。

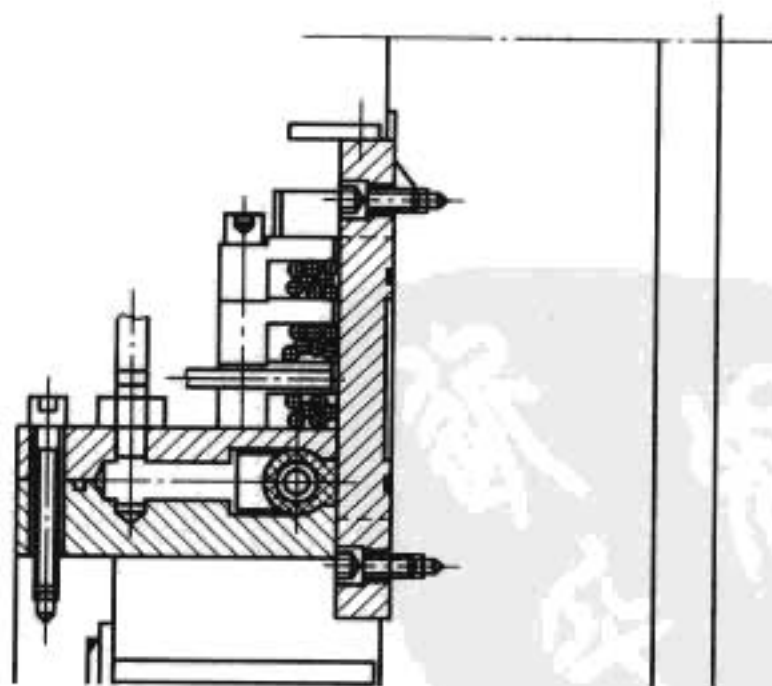


图 2.4-29 径向密封

(5) 橡胶平板密封，现已不常用。橡胶平板密封分单层和双层。前者一般用作水润滑轴承的上部密封，后者用作稀油润滑轴承下部密封。密封面的一侧用高硬度耐磨耐蚀材料或用不锈钢板制造；另一侧为厚 8~10mm 的中硬耐油耐磨橡胶板。接触面宽度一般取为 25~30mm。接触面的安装间

隙一般取 1~2mm。密封水压一般为 0.05~0.20MPa。

另一种主轴密封是在机组停机时所采用的检修密封,位于轴承和工作密封的下方,供停机或检修轴承及主轴密封时使用,常采用空气围带式密封(见图 2.4-30),当机组停机时,围带充气膨胀与护盖外圆紧密贴合,达到密封的目的,无压时,间隙为 1.5~2.0mm。

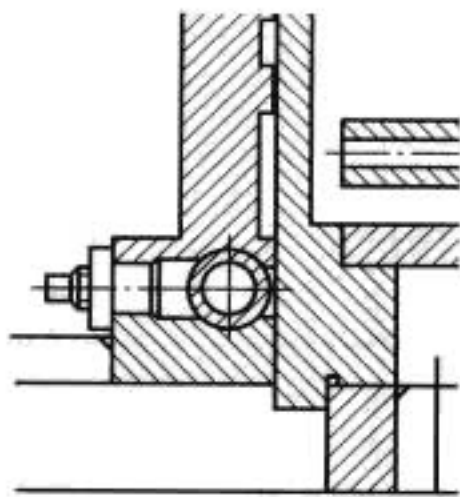


图 2.4-30 检修密封

10 导轴承

混流式水轮机导轴承(简称水导轴承)采用的结构型式主要有稀油润滑油浸式分块瓦式、稀油润滑筒式、水润滑橡胶式几种。

10.1 稀油润滑油浸式分块瓦水导轴承

如图 2.4-31 所示,这种水导轴承也是现在最常用的一种结构,因为分块瓦式轴承受力均匀,采用非同心瓦,工地不需刮瓦,调整方便,但平面布置尺寸较大。虽有平面布置尺寸较大、密封检修较困难等不足,但由于运行安全可靠,目前大中型机组广泛采用这种结构。分块瓦一般由 8~12 块沿圆周均布,轴瓦间隙调节是靠楔块完成。分块瓦轴承冷却器即可做成内冷却器,也可做成外冷却器,主要根据机组大小和空间位置决定。

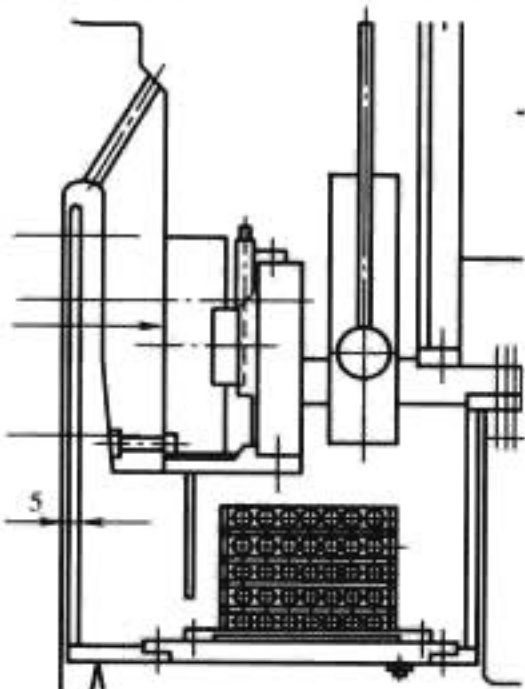


图 2.4-31 分块瓦式水导轴承

分块瓦水导轴承基本参数罗列以供参考:轴瓦块数 $Z=8\sim12$;瓦面高度与轴承直径之比 $L/D_p=0.3\sim0.35$;瓦宽度(弦长)与瓦高度之比 $B/L=0.8\sim1.2$;轴瓦与轴颈间的单边间隙 $\delta=0.1\sim0.25\text{mm}$;圆周方向瓦间空隙之和为周长的 20%~50%;瓦块浸油高度为轴瓦高度的 1/4~2/5;偏心支顶的偏心距为 (4%~5%) B (顺主轴旋转方向偏心)。当瓦面内径与轴颈直径之比 $D/D_p=1.03\sim1.05$ 时,轴瓦的摩擦损耗降低,承载能力提高,并可采用中心支顶。这种非同心中心支顶轴承可用于双向旋转的机组。为减少油雾、防止甩油,在制造和安装时,应保证挡油圈与主轴的同轴度,并增设吸雾孔和通气罩。

10.2 稀油润滑筒式水导轴承

稀油润滑筒式水导轴承(见图 2.4-32)主要由旋转油盆、轴承体、冷却系统等组成,筒式轴承平面布置紧凑,承载能力大,刚性好,运行可靠。

筒式水导轴承的几种类型供说明:

(1) 筒式自循环油轴承。运行时油盆随主轴旋转,油面成抛物面。油从轴承下部油盘油孔进入瓦面进行润滑并带走热量。瓦面上沿旋转方向开有斜油槽,油槽倾角 $\beta\geq 50^\circ$,起油泵作用,使油随主轴旋转,在润滑瓦面的同时,沿油槽上升,进入上部油箱。然后,经冷却器,通过回油管返回旋转油盆内。轴承中的油量为上部油箱积油与油盆中油量之和。静

止时,油盆中油面应保持浸没 1/4~1/3 的轴瓦高度。旋转时抛物面应与轴承体外壁保持一定的距离,并使下油盘进油孔有足够的浸油层。瓦面浇有轴承合金。润滑油一般为 30 号汽轮机油。为保证运行安全,装有瓦温监视报警装置和油位浮子信号器。瓦温不应超过 70°C 。

(2) 带轴领的筒式自循环油轴承。这种轴承无转动油盆,轴领无供油孔

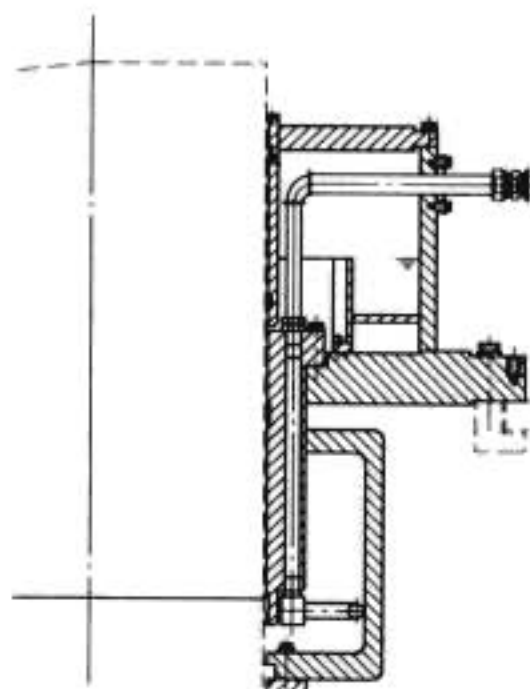


图 2.4-32 稀油润滑筒式水导轴承

和吸雾孔。它与分块瓦油轴承相比,主轴外径相同时,其轴领较短,且外径较小,便于加工,结构简单,便于检修维护,且有较好的刚度。轴承瓦面高度和直径之比一般为 $L/D_p=0.3$ 左右。油浸没轴瓦约 1/4~1/2 轴瓦高度。在瓦面上沿主轴旋转方向开有斜油槽。油沿油槽上升。润滑瓦面,并带走热量,这种轴承一般为内冷结构。油沿瓦面上升和沿轴承体外壁返回下部油箱的过程,同时也是与轴承体内部冷却水进行热交换的过程。

(3) 毕托管上油筒式油轴承。这种轴承利用旋转油盆所形成的液体动压,经毕托管,把油提升到轴承上油箱。油经冷却后,顺轴瓦瓦面下流进行润滑,再回到旋转油盆,如此循环不已。轴承瓦面上布置有上下方向的直油槽,油槽数目和尺寸可参照筒式自循环油轴承,但油槽周向尺寸应略微加长。

另一种结构是把瓦面断开成 4 个扇形块,其瓦面朝轴的旋转方向倾斜(相当于固定瓦面的分块瓦轴),每两块瓦之间的空隙所占弧长,在圆周方向的总和约为轴颈周长的 40%。瓦面断开处,与轴颈之间的单边间隙不小于 5mm。这种轴承适用于高转速机组。

10.3 水润滑橡胶轴承

这种结构已不常用。轴瓦为粘有橡胶的钢衬,镶在轴承体上。这种轴承的结构简单,轴承离转轮近,密封位于轴承上部,便于维护检修。橡胶轴瓦有吸振作用,但轴承刚度小,瓦间隙易变化,振摆变化大。这种轴承适用于水中含沙量及其他悬浮物不大于 0.1kg/m^3 的清水电站。

11 附属装置的结构设计

11.1 补气装置

当混流式水轮机偏离最优工况运行时,由于水流振动,不同程度地存在压力脉动,一般在 40%~70% 额定出力时,尾水管内出现涡带,由于涡带强烈扰动,或其频率与机组固有频率产生共振,将引起机组振动或负荷摆动。补气装置的作用就是在出现这种不稳定工况时,补入空气,借以吸振及降低旋涡强度,改善机组的运行状态。

11.1.1 轴心孔补气

利用轴中心孔对转轮下部进行补气是目前经常采用的一种补气方式。中心孔补气装置(见图 2.4-33)包括补气阀和相关管路部件。补气阀结构见图 2.8-15,当真空度为 0.01~0.015MPa 时,补气阀即能打开。补气阀与轴一起旋转,可布置在水轮机主轴下端或发电机层轴的上端,当布置在水轮机主轴下端时,其进气孔可设置在发电机层或水轮机机坑

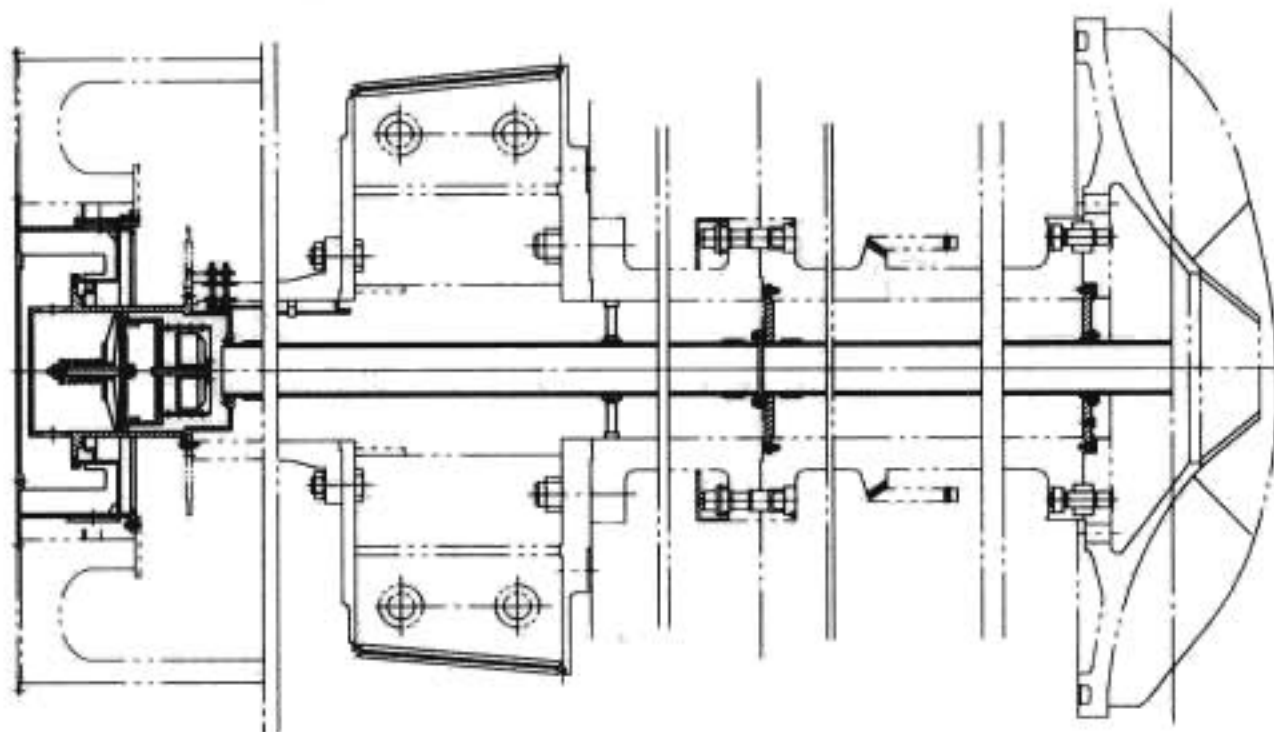


图 2.4-33 中心孔补气装置

内。过去一般布置在主轴下部，现在装在发电机上端轴上部以便于维护。补气管管径的选择与模型试验和相关计算确定的补气量有关。补气阀一般与补气管管径相等。如系初步估算，补气阀口径可按下式计算

$$d = (0.01 \sim 0.015) \sqrt{Q_r} \quad (\text{m})$$

11.1.2 尾水管十字架补气

尾水管十字架补气是通过布置在尾水管中的十字架横管补气装置补气，这种补气方式现已不常采用。当 $D_1 < 2\text{m}$ 时用 3 根横管；当 $6\text{m} > D_1 \geq 2.25\text{m}$ 时用 4 根横管。横管与水平面夹角 $\alpha = 8^\circ \sim 11^\circ$ 。中心体与转轮下环的距离 $b = 30 \sim 35\text{mm}$ 。当 $D_1 \leq 3\text{m}$ 时，横管直径为 $d_1 = 100 \sim 150\text{mm}$ ；当 $3\text{m} < D_1 \leq 6\text{m}$ 时， $d_1 = 150 \sim 250\text{mm}$ 。十字架离转轮下环的距离 $f = (1/3 \sim 1/4) D_1$ 。在距离转轮中心线中心 $(1/8 \sim 1/4) D_1$ 区域内，横管在背流水侧开补气小孔，小孔的面积应为补气阀口径 d_v 的面积 1.5 倍以上。中心体直径应能焊上横管，中心体上补气小孔总面积应为补气阀口径面积的 1.2 倍以上。横管包焊不锈钢段从边壁至距离中心约为 $(7/10) D_1$ 位置。尾水管外围为均气槽，其截面积应大于补气阀口径面积的 3~4 倍。

11.1.3 尾水管短管补气装置

这种补气方式与十字架补气非常类似，现已不常采用。一般当 $D_1 > 5\text{m}$ 时，采用短管补气。短管数一般取 4 根，其他尺寸参照十字架补气装置。

11.1.4 强迫补气装置

当 H_s 负值较大，不能实现自然补气时，则可考虑采用强迫补气（即压缩空气补气），顶盖补气、底环补气往往也属于强迫补气。

11.2 取水装置

详见本篇第 8 章中的相关内容。

11.3 排水阀

当机组停机检修时，为排除引水阀后钢管和蜗壳内的积水及尾水管内的水，分别在蜗壳或压力管最下端及肘管底部装设排水管路，利用排水阀控制把水排走。

为了避免一般闸阀容易被泥沙堆积、关闭不严等问题，可以采用液压操作的盘形阀。

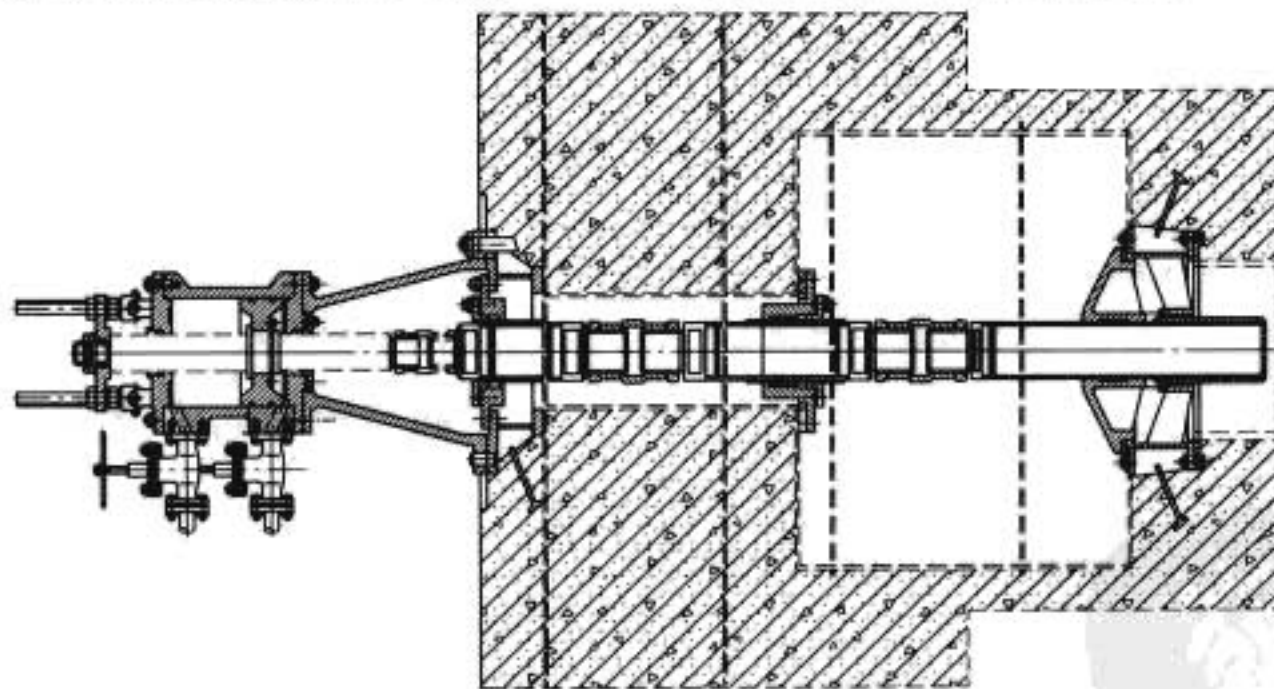


图 2.4-34 液压操作盘形阀

11.4 真空破坏阀

当水轮机转轮区出现 $0.01 \sim 0.015\text{MPa}$ 真空度时，真空破坏阀自动打开，补入空气，可消除压力脉动，减轻机组振动，避免发生抬机现象。其结构见图 2.8-15。

真空破坏阀一般采用 2~4 个，均匀分布于顶盖（或支持盖）内，并尽量靠近机组中心。中小型机组中不便布置在

顶盖内时，可用管子引出，将阀布置在机坑内。

混流式水轮机，孔口直径可取

$$d = (0.018 \sim 0.023) \sqrt{Q_r/z} \quad (\text{m})$$

轴流式水轮机，孔口直径可取

$$d = (0.025 \sim 0.030) \sqrt{Q_r/z} \quad (\text{m})$$

式中： z 为真空破坏阀的个数。

第5章 轴流式水轮机的结构设计

1 概述

轴流式水轮机分为轴流转桨式和轴流定桨式，一般用于3~80m水头，比转速为200~850m·kW。叶片数一般为4~6片，有时也采用3片叶片（水头较低）、8片叶片（水头较高）。适用水头低，通常用于60m以下，比转速比混流式的高，空化系数较大。

轴流转桨式随负荷变化，叶片与导叶协联动作，平均效率高，压力脉动较小，适用于水头与负荷变化较大的水电站。但叶片需要转动，因而结构相对比较复杂。

轴流定桨式水轮机转轮室与转轮轮毂可做成圆柱形。由于没有叶片操作机构，轮毂直径可适当缩小，由于叶片固定，轮毂比小，相同转角条件下，较轴流转桨式转轮的过流量有所提高，空化性能有所改善。但是，轴流定桨式水轮机不适应于水头和负荷变化大的水电站，而只适应于水头较稳

定、系统中在担任基荷运行或有多机组运行联合调度的水电站。

轴流式机组目前一般都采用立轴布置，立轴式机组分悬式和伞式两种基本型式，如图2.5-1所示。悬式结构推力轴承位于发电机转子上方，适用于中高转速机组。其优点是机组径向稳定性较好，维护检修方便；缺点是机组结构欠紧凑，厂房高度较高。伞式结构推力轴承位于发电机转子下方，多用于中低转速大容量机组。图2.5-1(c)中的结构取消了发电机下机架，推力轴承布置在水轮机顶盖（或推力轴承支架）上，发电机和水轮机共用一根轴，这样，可降低机组重量（质量）和厂房高度。当水轮机机坑空间足够大，可供检修维护时，应优先采用这种布置方式。确定机组布置型式时，应核算机组轴系的临界转速，当不满足机组稳定性要求时，要考虑提高转轴刚度。

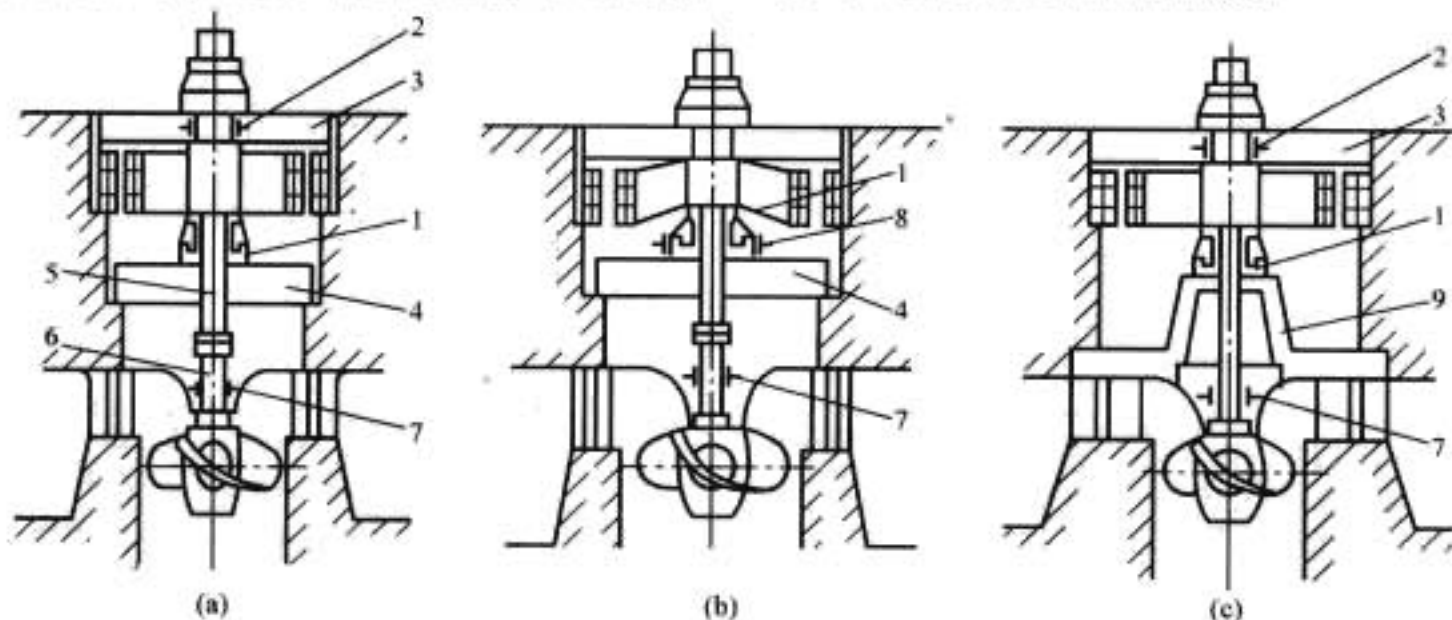


图 2.5-1 立轴式机组布置方式

(a) 两导半伞式；(b) 两导全伞式；(c) 两导半伞式（推力轴承在水轮机顶盖上）
1—发电机推力轴承；2—发电机上导轴承；3—发电机上机架；4—发电机下机架；
5—发电机大轴；6—水轮机主轴；7—水轮机导轴承；8—发电机下导轴承；9—水轮机顶盖

2 轴流式水轮机的典型实例

轴流式水轮机主要由蜗壳、座环、导水机构、转轮、主轴及操作油管、轴承、密封、受油器、接力器、管路、辅助等部分组成。图2.5-2~2.5-5为四种轴流式水轮机的典型示例。

3 蜗壳的结构设计

3.1 蜗壳种类

蜗壳为水轮机的引水部件。轴流式水轮机蜗壳有混凝土蜗壳和金属蜗壳两种型式。

3.2 混凝土蜗壳

一般水头在40m以内的机组应用混凝土蜗壳。混凝土蜗壳的水力设计是按速度矩守恒的基本假定进行的，混凝土蜗壳由蜗型和非蜗型两部分组成，蜗型部分一般为T形或Γ形断面，其包角为180°~270°。Γ形断面有利于导水机构、

接力器和辅助设备的布置，T形断面可减少水工的开挖量，混凝土蜗壳蜗壳断面形状如图2.5-6所示。

3.3 金属蜗壳

当水头超过40m时，水轮机蜗壳通常采用金属蜗壳。金属蜗壳一般为圆形或椭圆形断面，其包角一般为345°。金属蜗壳的结构设计详见本篇第4章中的相关内容。

4 座环的结构设计

座环是水轮机的基础部件，它要承受机组重力、蜗壳上方混凝土重力、水轮机水推力以及座环顶盖内部水压力，因此要求有足够的刚度和强度。详见本篇第4章中的相关内容。

4.1 座环的种类

座环的基本结构由上环、下环和固定导叶组成，大、中型机组的座环通常采用焊接结构。目前常用的结构形式有与金属蜗壳连接的座环、与混凝土蜗壳连接的座环两种。

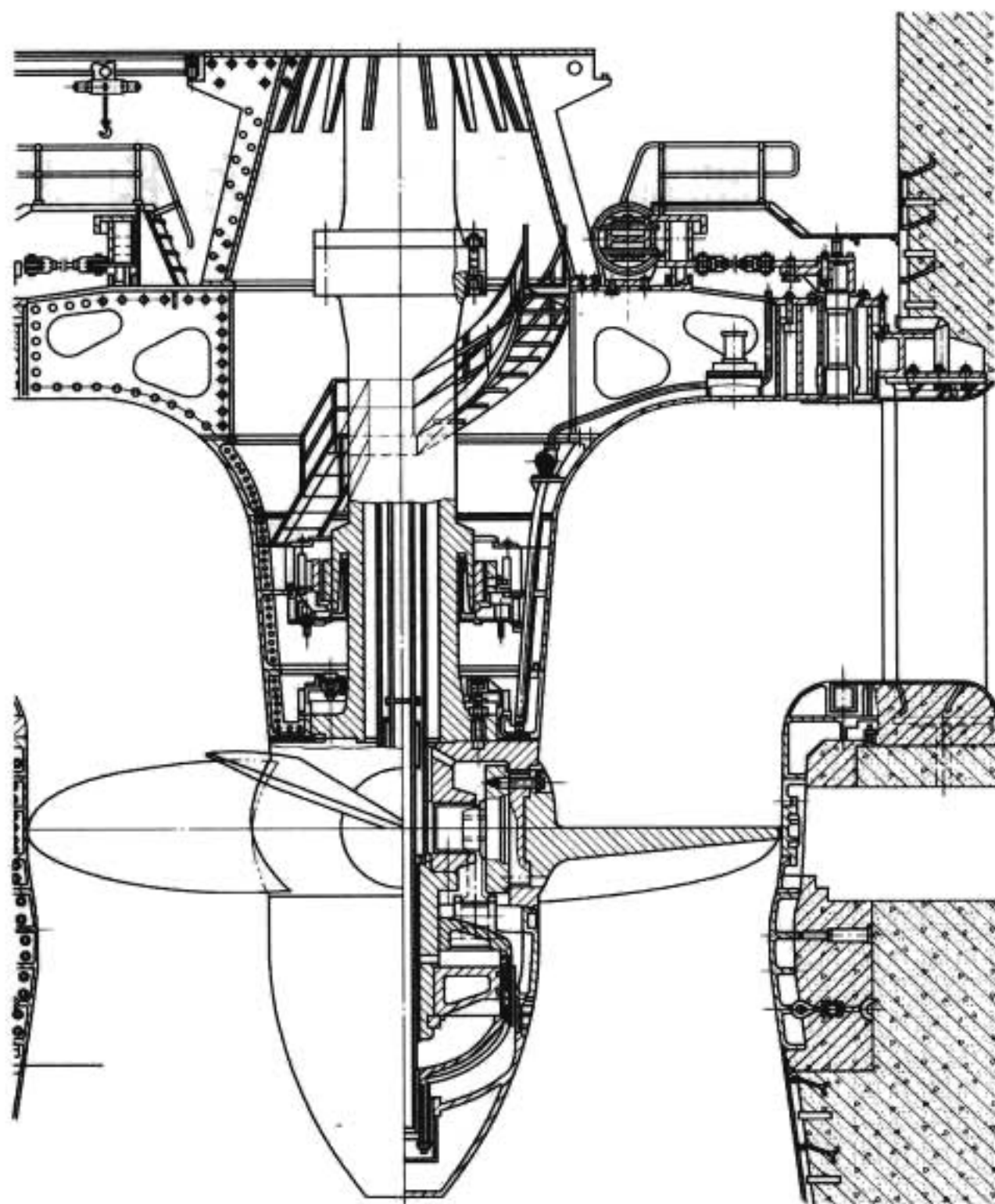


图 2.5-2 ZZ560-LH-1130 葛洲坝大江水轮机剖面图
($H_t=18.6\text{m}$, $Q_t=1130\text{m}^3/\text{s}$, $P_t=175.3\text{MW}$, $n_r=54.6\text{r/min}$)

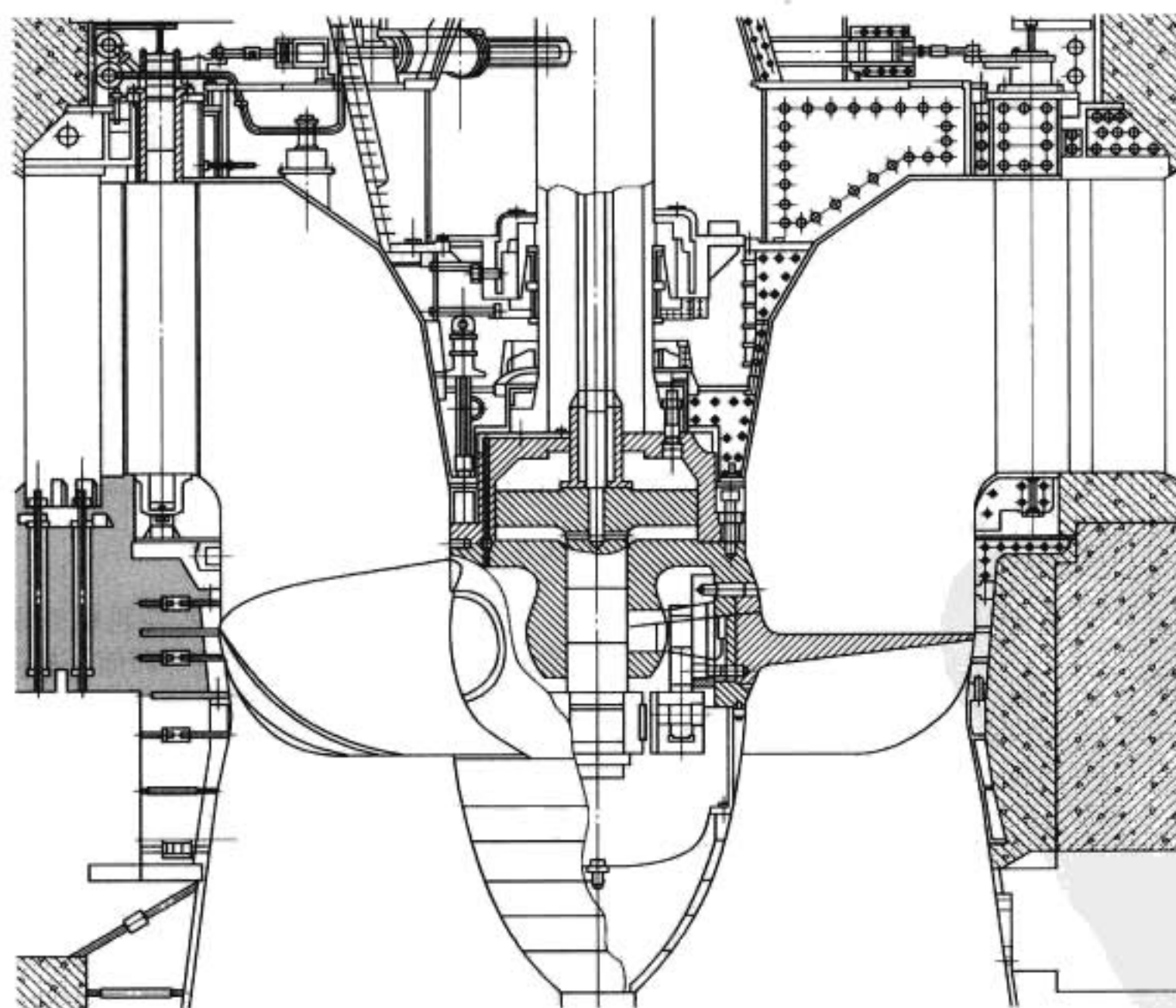


图 2.5-3 ZZA834-LH-1020 轴流式水轮机剖面图
($H_t=19.5\text{m}$, $Q_t=863.9\text{m}^3/\text{s}$, $P_t=153.1\text{MW}$, $n_r=62.5\text{r/min}$)

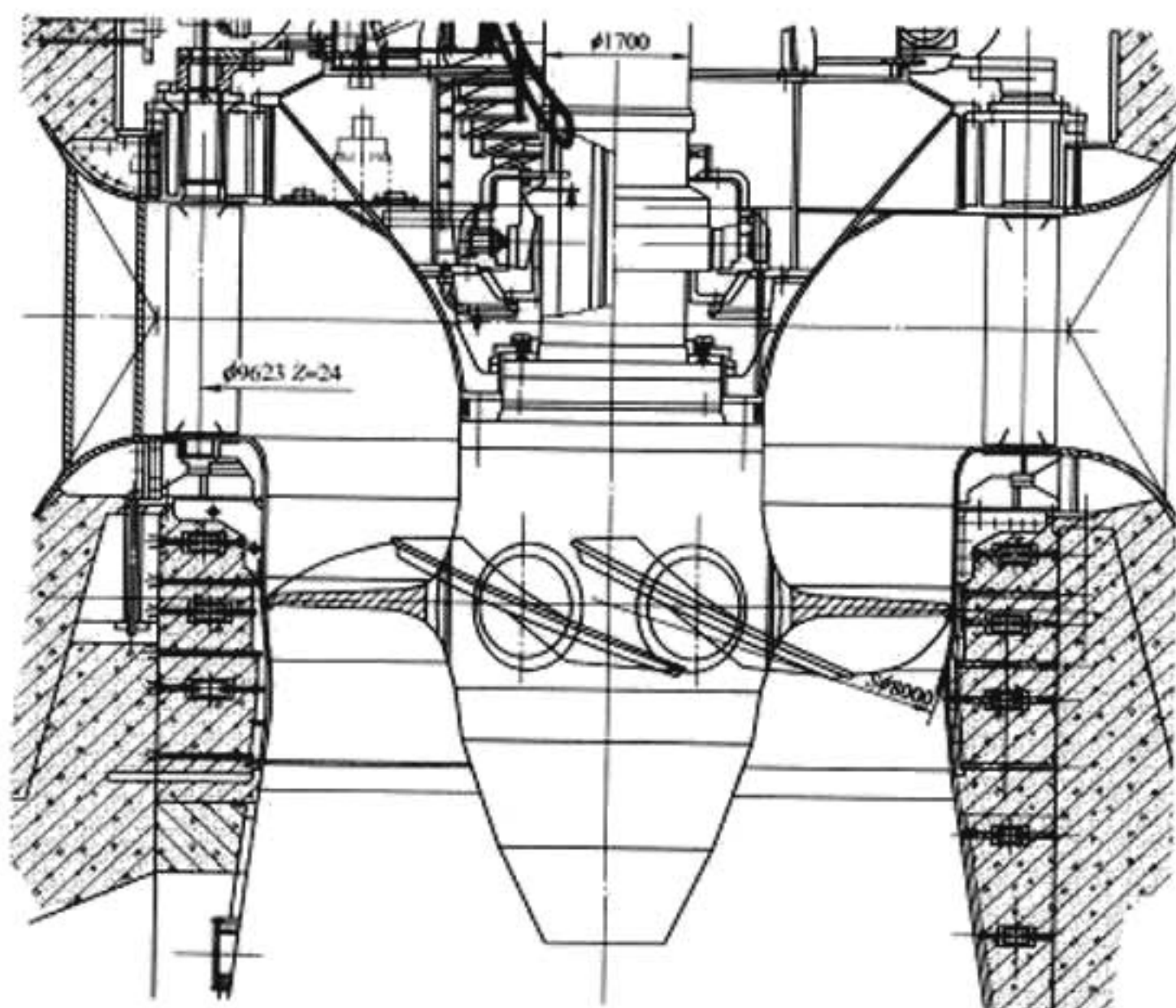


图 2.5-4 ZZA315-LJ-800 水口水轮机剖面图
($H_t=47.0\text{m}$, $Q_t=468\text{m}^3/\text{s}$, $P_t=204\text{MW}$, $n_t=107.1\text{r/min}$)

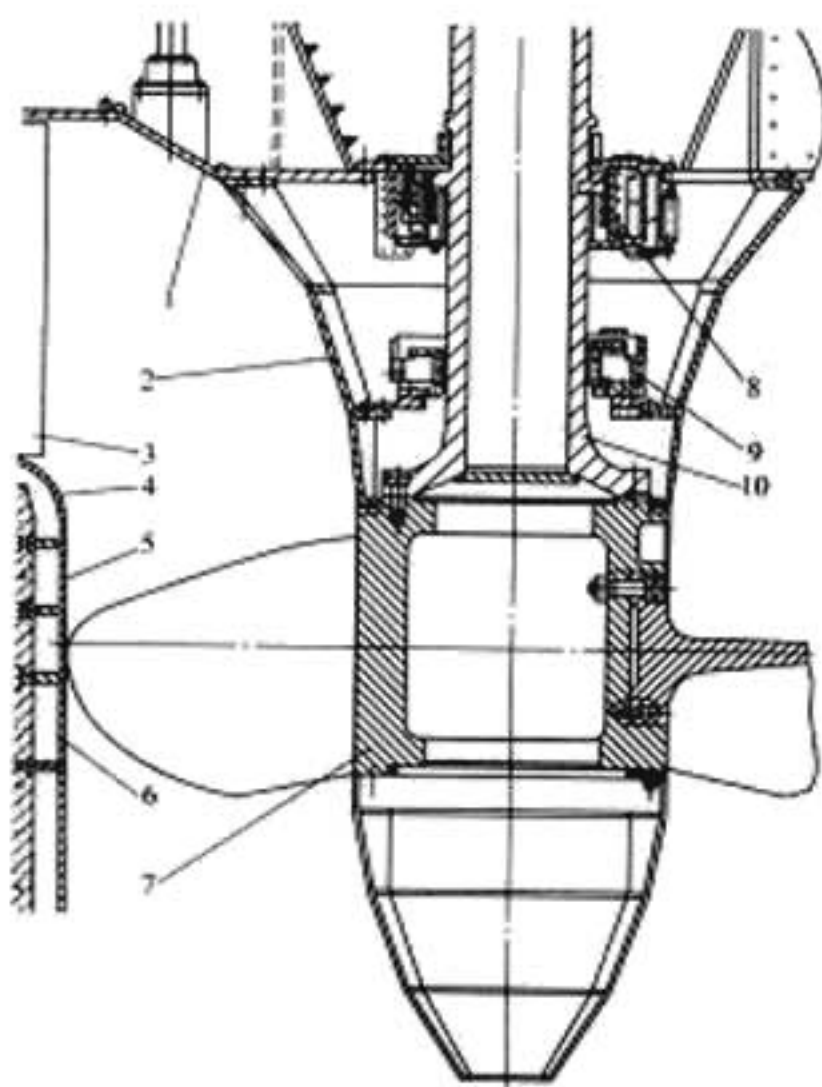


图 2.5-5 ZDA190-LH-600 红石水轮机剖面图
($H_t=23.3\text{m}$, $Q_t=251\text{m}^3/\text{s}$, $P_t=51.55\text{MW}$, $n_t=107.1\text{r/min}$)
1—顶盖; 2—导流锥; 3—导叶; 4—底环; 5—转轮室上环; 6—转轮室下环; 7—转轮; 8—筒式轴承; 9—双层平板密封; 10—主轴

4.2 与金属蜗壳连接的座环

与金属蜗壳连接的座环结构设计参见本篇第4章中的相关内容。

4.3 与混凝土蜗壳连接的座环

与混凝土蜗壳连接的座环型式很多, 图 2.5-7 是大中型水轮机常用的整体结构座环, 它的特点是刚度较好, 便于安

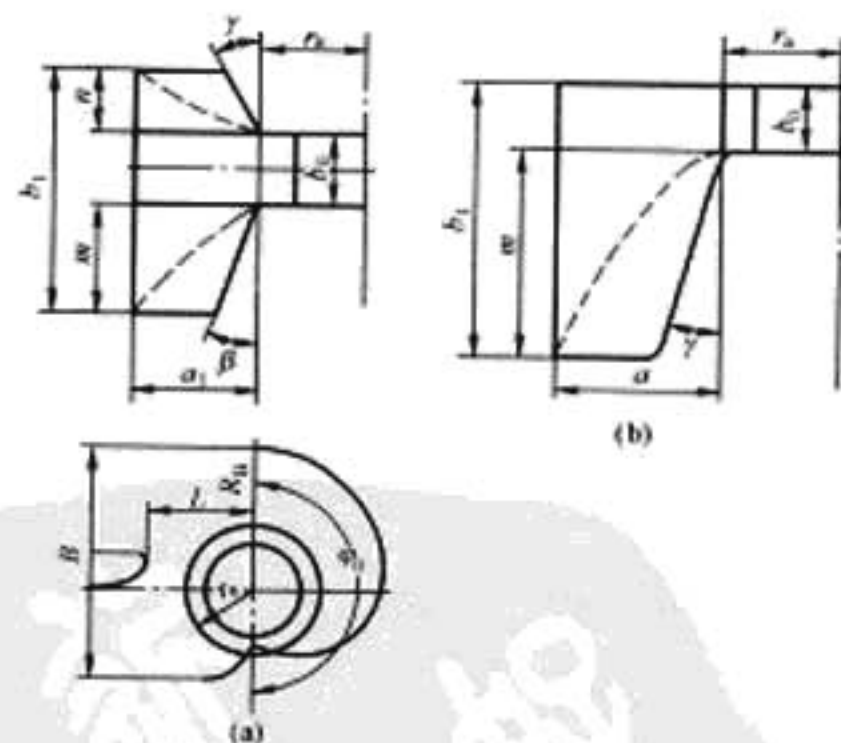


图 2.5-6 混凝土蜗壳断面形状
(a) T形断面; (b) Γ 形断面

装调整。图 2.5-8 是支柱式座环, 其上环与固定导叶采用装配式, 没有下环。为运输方便, 大尺寸座环可分成数瓣, 为防止漏水, 分瓣面在工地通常要封焊。座环固定导叶数量和形状一般按模型装置相似换算。

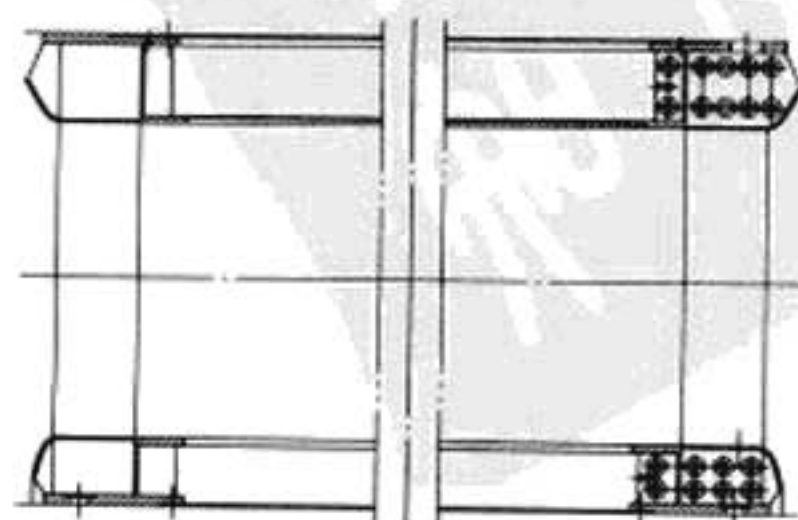


图 2.5-7 与混凝土蜗壳连接的整体座环

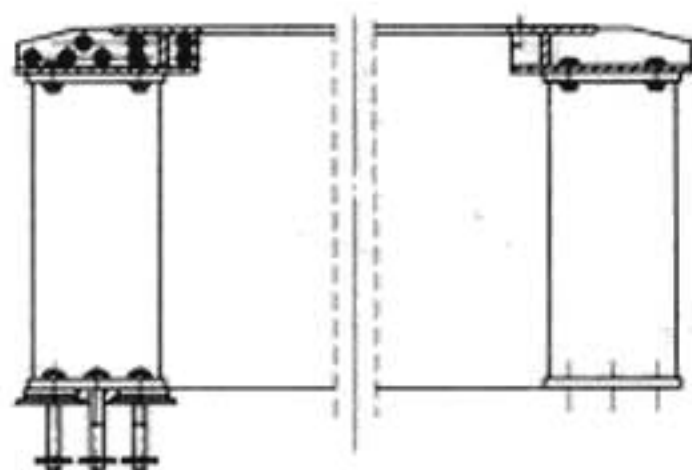


图 2.5-8 支柱式座环

5 导水机构的结构设计

轴流式水轮机导水机构（见图 2.5-9）与混流式基本相同，请参考本篇第 4 章中的相关内容。由于轴流式水轮机过流量较大，其导叶高度较高，此外，由于流道的差异，轴流式水轮机导水机构的内圆，还设有支持盖（也称为内顶盖），这样，在检修转轮时不必拆卸顶盖和导叶。这样轴流式导水机构主要由导叶、导叶操作机构、顶盖、支持盖和底环等组成。

5.1 导叶

5.1.1 导叶的叶形

轴流式水轮机的导叶一般采用对称型叶形，随着水力设计水平的不断提高，多采用自行设计的非标准导叶。

5.1.2 导叶布置图

导水机构设计中需绘制定导叶布置图（见图 2.5-10），以便为后期的结构设计获得下述重要数据：

（1）获得导叶接力器行程 S 与导叶开度 α_0 的关系曲线 $S=f(\alpha_0)$ ，从而决定接力器的最大行程，检查导叶转动和接力器移动的均衡性；

（2）获得导叶在不同开口下，导叶臂、连杆、控制环大小耳朵及接力器行程间相对位置和角度的关系，这是计算传动机构操作力矩和接力器操作油压所需数据；

（3）确定导叶限位块位置，检查传动件在不同位置下是否相碰，尤其在剪断销（或其他保护装置）剪断时是否造成连杆或导叶臂相碰；

（4）获得导叶全关位置时，导叶上下端面密封条分布圆位置或保持导叶全关时端面密封间隙所需最小平面尺寸。

5.1.3 导叶的结构

导叶一般采用 ZG20SiMn 整体铸造，大型导叶采用钢板

焊接结构，与导叶上、下端面对应的顶盖和底环过流面设置密封。

轴流式水轮机的导叶结构见图 2.4-7 和图 2.4-8。

5.1.4 导叶的密封结构

轴流式水轮机导叶密封多采用橡胶密封，40m 水头以下的轴流式水轮机将密封橡胶条直接镶入鸽尾槽内封水；对较高水头的轴流式水轮机，采用成型密封橡胶条加压板固定。也可以采用铜条复合密封结构。

5.1.5 导叶的强度计算

导叶的强度是以三支点梁形式，应用马克士威—马尔公式计算的。

5.1.6 导叶套筒

导叶套筒是固定导叶上、中轴套的部件，一般采用 HT200 铸造，在中小型水轮机中，也可采用钢管焊接结构。

5.2 导叶传动机构

导叶传动机构的型式很多，在大中型水轮机中，主要采用叉头传动机构。

图 2.5-11 所示为叉头传动机构，其受力情况良好，适用于大、中型机组。叉头传动机构主要由导叶臂、连接板、摩擦环、分半键、剪断销、连接螺杆、调节螺母、叉头、叉头销、叉头销轴套、端盖等组成。

叉头传动机构中，导叶臂与连接板上装有剪断销，如果导叶间因异物卡住，有关传动件的操作力将急剧增大，应力增高 1.5 倍时，剪断销将首先剪断，保护其他传动件不受损坏。

导叶还设有摩擦环，该装置限制导叶在剪断销剪断后不产生摆动和不稳定运行。

5.3 导叶接力器

导叶接力器参见本篇第 4 章中的相关内容。

5.4 顶盖和支持盖的结构型式

顶盖的结构型式参见本篇第 4 章中的相关内容。

支持盖要求具有足够的强度和刚度，因此设计成箱形结构。此外，还应考虑有一定的空间位置，便于检修。近年来，支持盖大多采用钢板焊接结构。在大中型水轮机中，因受运输条件的影响，支持盖可采用分瓣结构，如图 2.5-12 所示。

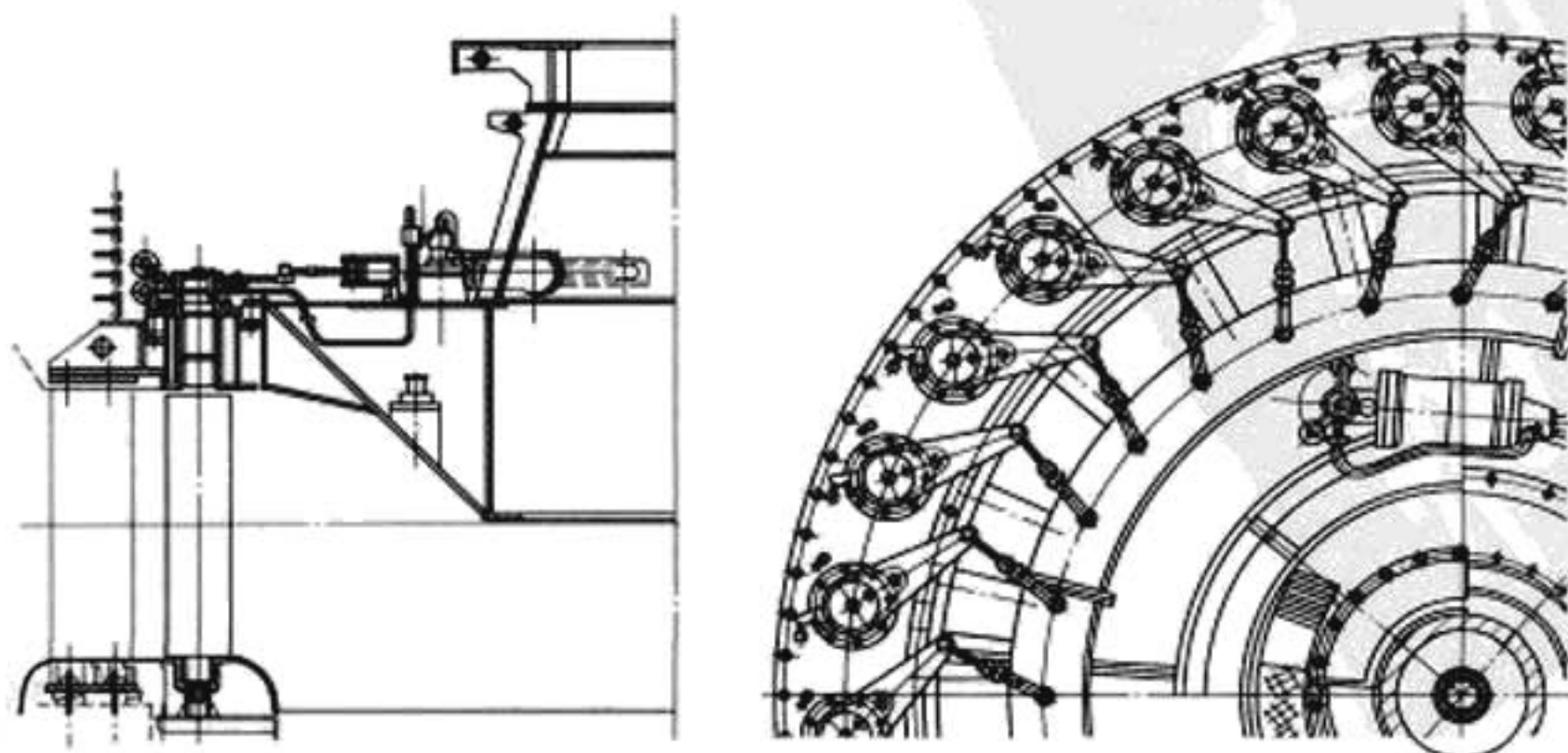


图 2.5-9 轴流式水轮机导水机构

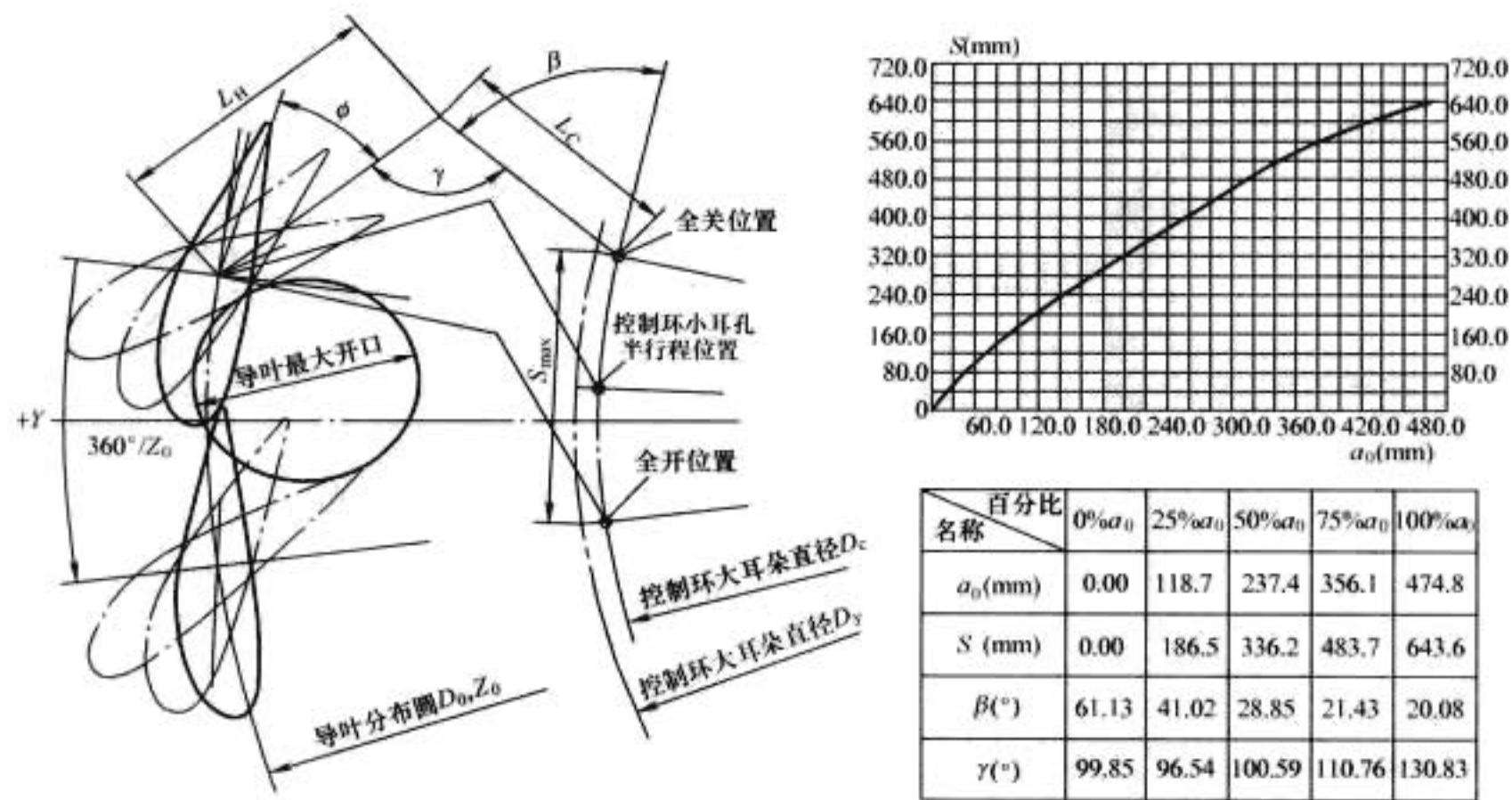


图 2.5-10 轴流式水轮机导叶布置图

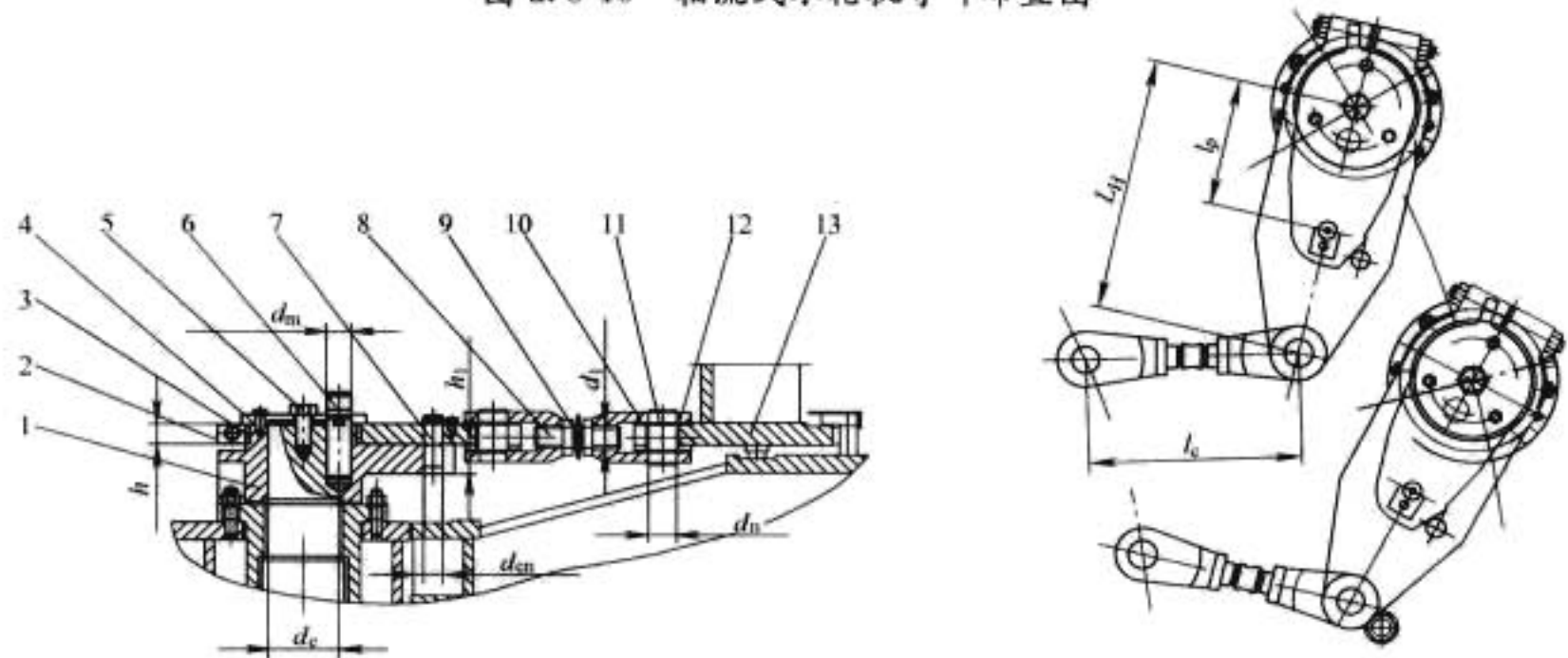


图 2.5-11 叉头传动机构

1—导叶臂；2—连接板；3—摩擦环；4—端盖；5—调节螺栓；6—分半键；7—剪断销；8—连接螺杆；9—调节螺母；10—叉头；11—叉头销；12—叉头销轴套；13—控制环

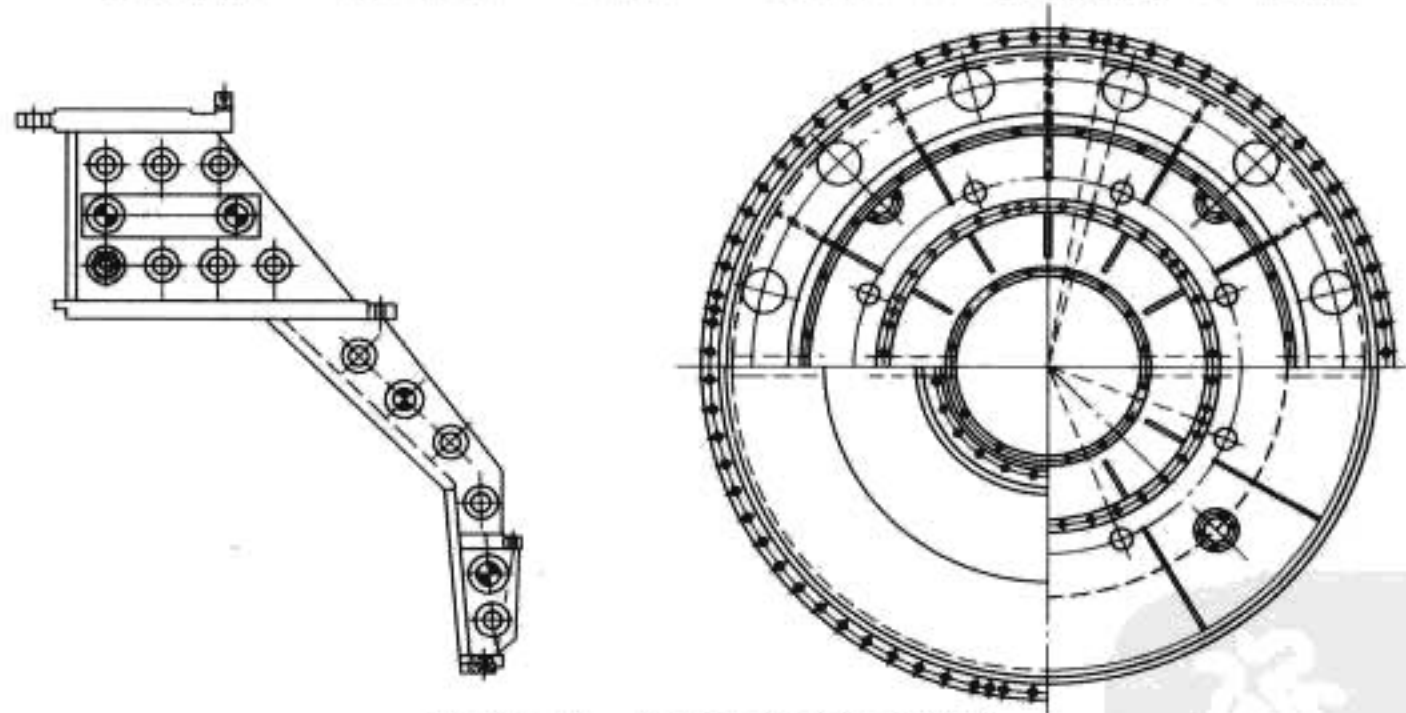


图 2.5-12 轴流式水轮机支持盖

5.5 底环

底环基本等同本篇第 4 章所介绍的相关内容。

5.6 控制环

控制环等同本篇第 4 章所介绍的相关内容。

6 轴流式水轮机转轮的结构设计

6.1 轴流定桨式转轮

轴流定桨式转轮没有操作叶片转动的机构。中小型水轮

机可采用叶片和转轮体铸成一体（或铸焊成一体），尺寸较大时，叶片和转轮体可采用螺钉连接，如图 2.5-13 所示。

6.2 轴流转桨式转轮

转桨式转轮的结构型式很多，图 2.5-14 为目前运行水轮机典型的操作架结构，图 2.5-15 为典型的缸动式结构。

6.3 转桨式转轮主要部件设计

6.3.1 叶片

叶片由本体和枢轴两部分组成，有分体结构，也有整体结构。叶片的材质一般采用不锈钢，为减少叶片外缘的空蚀

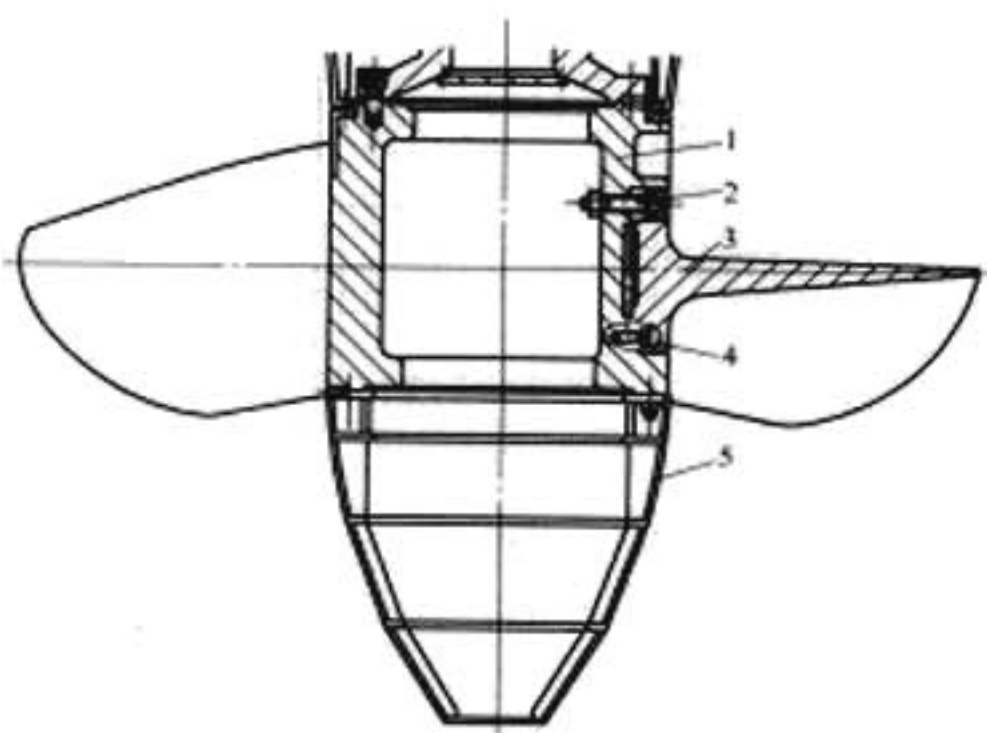


图 2.5-13 ZDA190-LH-600 转轮剖面图
1—转轮体；2—把合螺钉；3—叶片；4—销钉；5—泄水锥

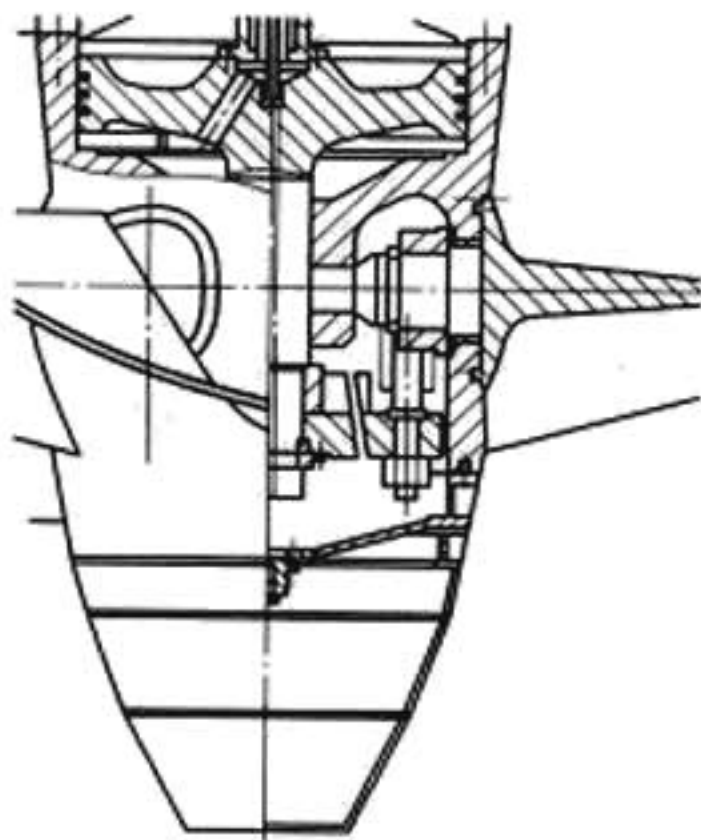


图 2.5-14 典型的操作架结构

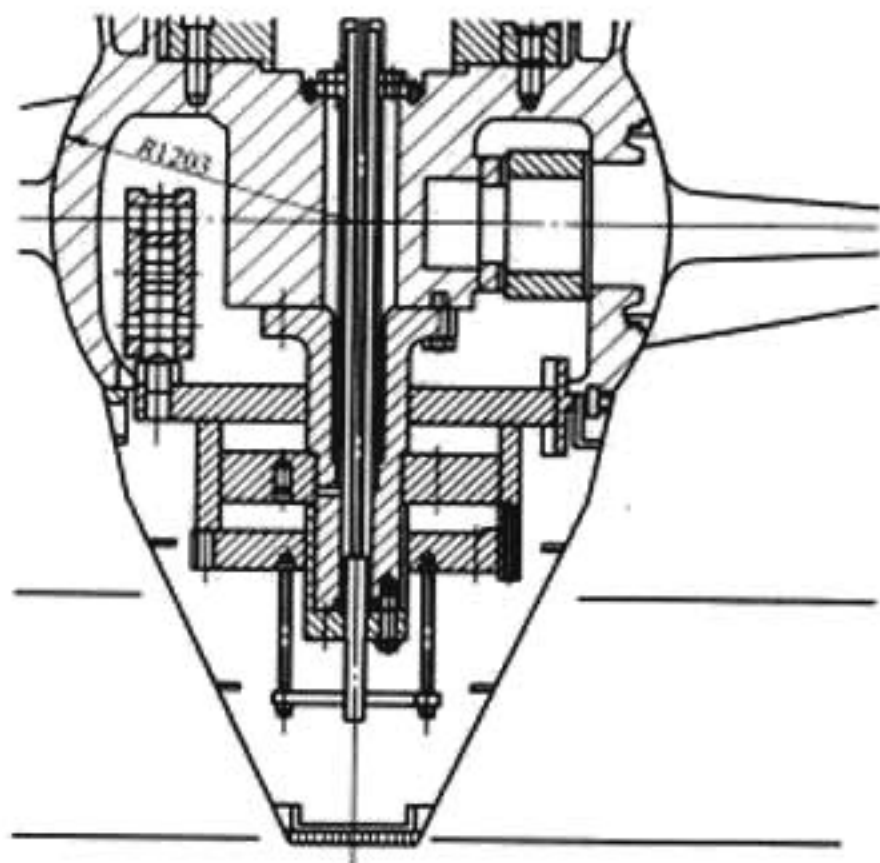


图 2.5-15 典型的缸动式结构

破坏，叶片外缘加有裙边。

6.3.2 转轮体

转轮体用 ZG20MnSi 整铸而成，转轮体的外圆有柱形和球形两种，轴流转桨式水轮机转轮体采用球面以减少容积损失，轴流定桨式水轮机转轮体采用柱面。

对于多泥沙水电站，为防止转轮体表面的空蚀和磨损，在转轮体的球面可堆焊不锈钢层，加工后的不锈钢层厚度为 5mm 左右。

6.3.3 叶片操作机构

叶片操作机构包括接力器、操作架（或接力器缸）、连杆、转臂等。

叶片操作机构一般采用带操作架传动的斜连杆机构和缸动式斜连杆机构。

6.3.4 叶片密封

为防止叶片法兰与转轮体的间隙漏油、渗

水，轴流转桨式机组设置叶片密封，通常叶片密封结构采用 V 型密封和 D 型。

6.3.5 接力器容量与操作油压计算

转轮叶片系统受水压力、水力矩、重力、离心力、支反力、操作力和摩擦力（力矩）的作用。由接力器产生的操作力矩克服上述叶片系统的阻力矩，使得叶片转动。

7 尾水管的结构设计

轴流式水轮机的尾水管一般为弯肘形尾水管，以前的 4H 尾水管已经很少使用。尾水管锥管段为钢板里衬，一般设有尾水管进人门，便于检修人员进出。尾水管肘管段因流速不超过 6~8m，大多数都采用混凝土肘管。

8 受油器及操作油管

受油器把压力油由固定的油管引入转动着的操作油管，把来自调速器主配压阀的操作油和转轮接力器上、下两腔接通。图 2.5-17 为传统的受油器结构型式。

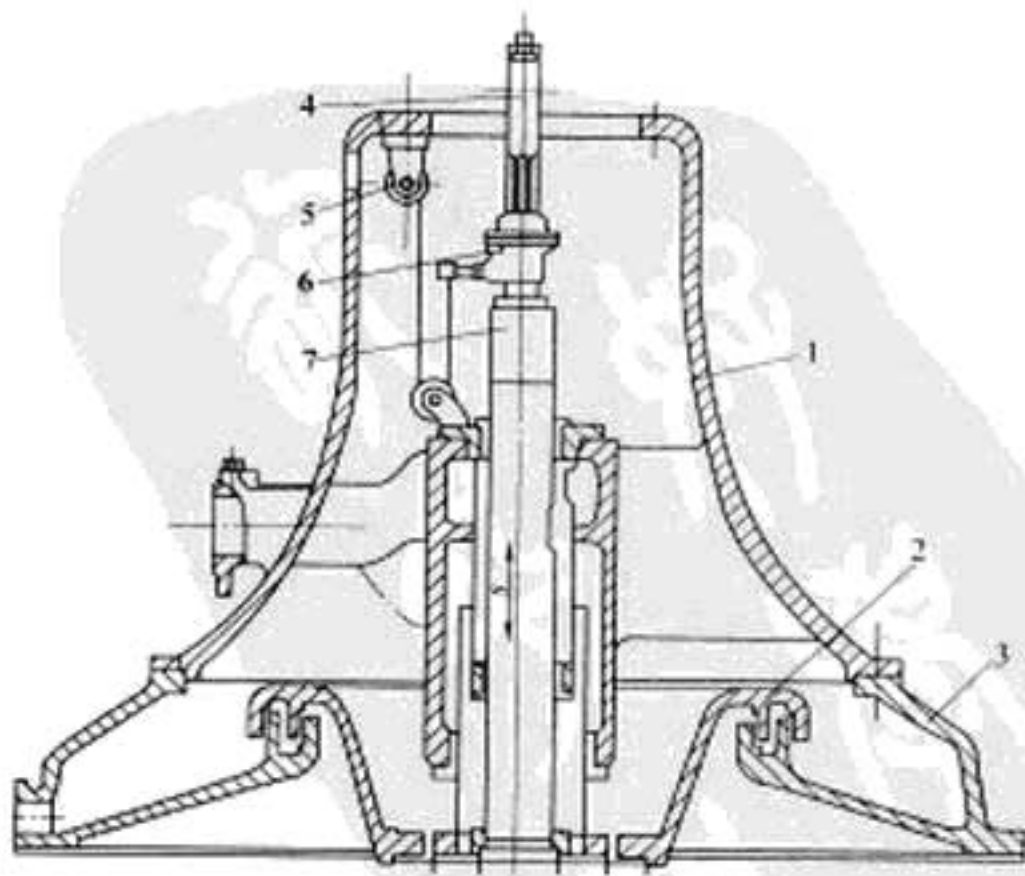


图 2.5-17 传统的受油器结构型式

1—受油器体；2—溢油溢；3—底座；4—花键；
5—滑轮；6—回复节；7—操作油管

图 2.5-18 是一种新型受油器结构，这种新型受油器可减轻浮动环的磨损，对水电站的稳定运行和延长检修周期有益。为避免轴电流损坏结构件，受油器和操作油管与发电机之间的连接均加绝缘件绝缘。

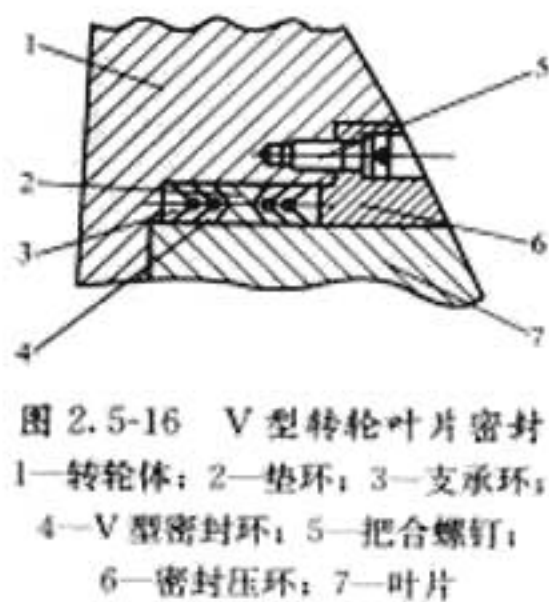


图 2.5-16 V 型转轮叶片密封

1—转轮体；2—垫环；3—支承环；
4—V 型密封环；5—把合螺钉；
6—密封压环；7—叶片

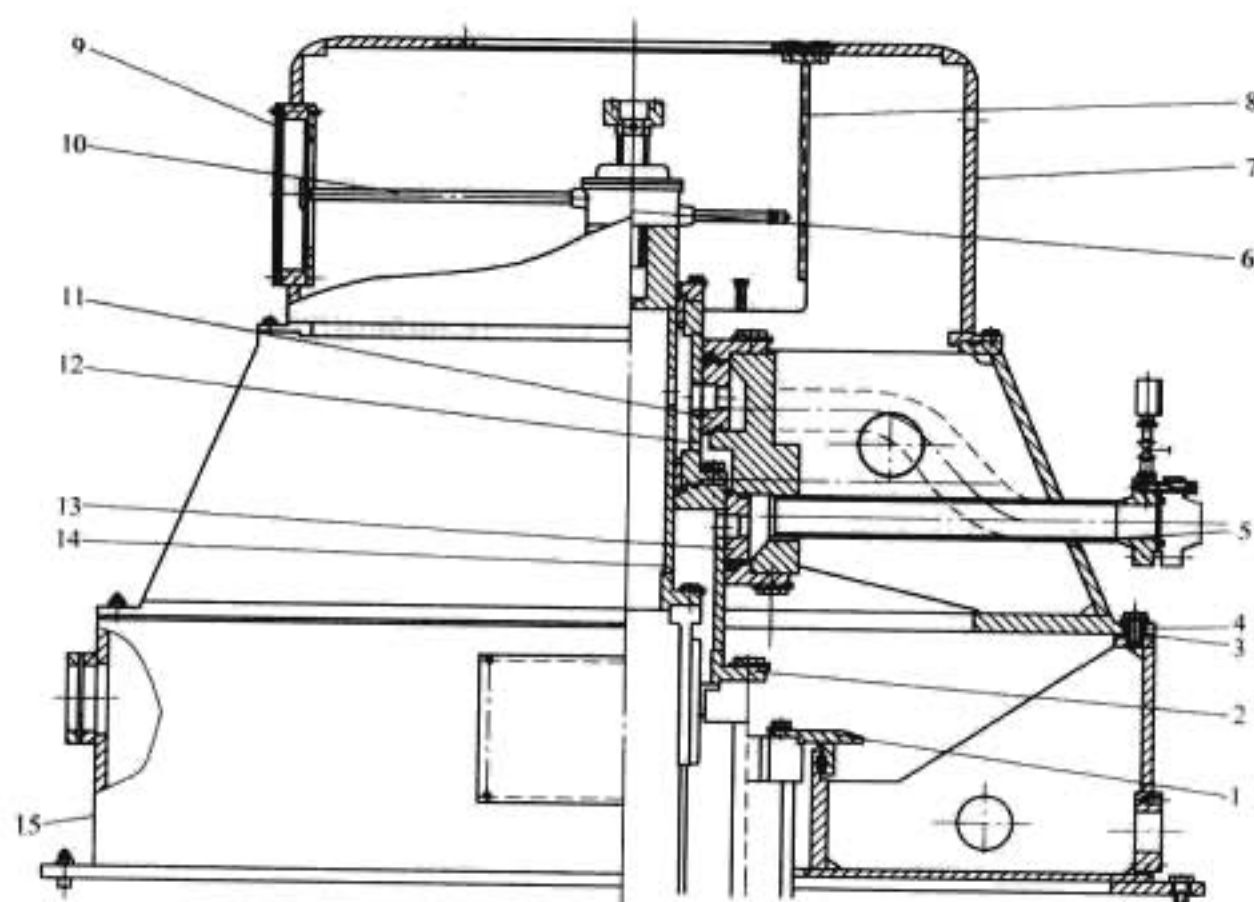


图 2.5-18 新型受油器结构型式 (内外操作油管分开)

1—甩油环；2—外油管；3—绝缘板；4—绝缘套；5—受油器体；6—回复节；7—受油器罩；8—支架；9—观察窗；
10—指针杆；11—浮动环Ⅱ；12—外操作油管；13—浮动环Ⅰ；14—内操作油管；15—外罩

9 主轴及操作油管设计

9.1 主轴的结构

主轴是水轮机的主要部件，它通常采用锻钢 35 或 20SiMn，主轴上部与发电机轴连接（见图 2.5-19），下部与水轮机转轮相连（见图 2.5-20）。主轴进行刚、强度计算和临界转速计算，将综合考虑发电机、水轮机的各种因素，机组的临界转速 n_{kp} 与机组的飞逸转速 n_p 关系如下：

$$\frac{n_{kp}}{n_p} \geq 1.25$$

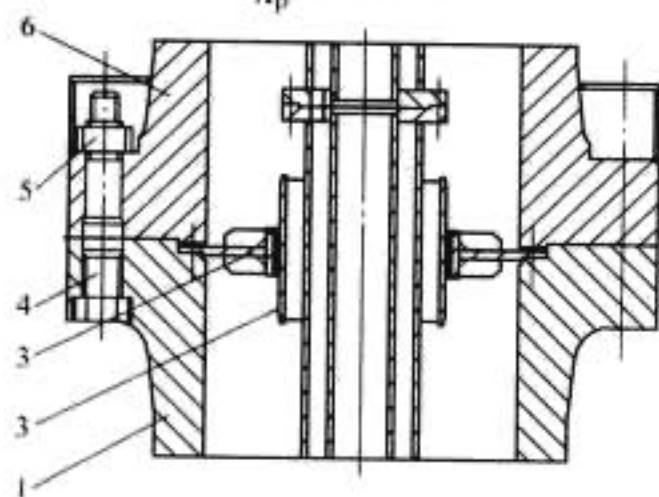


图 2.5-19 水轮机轴与发电机轴的连接结构

1—水轮机轴；2—操作油管；3—支架；
4—联轴螺栓；5—螺母；6—发电机轴

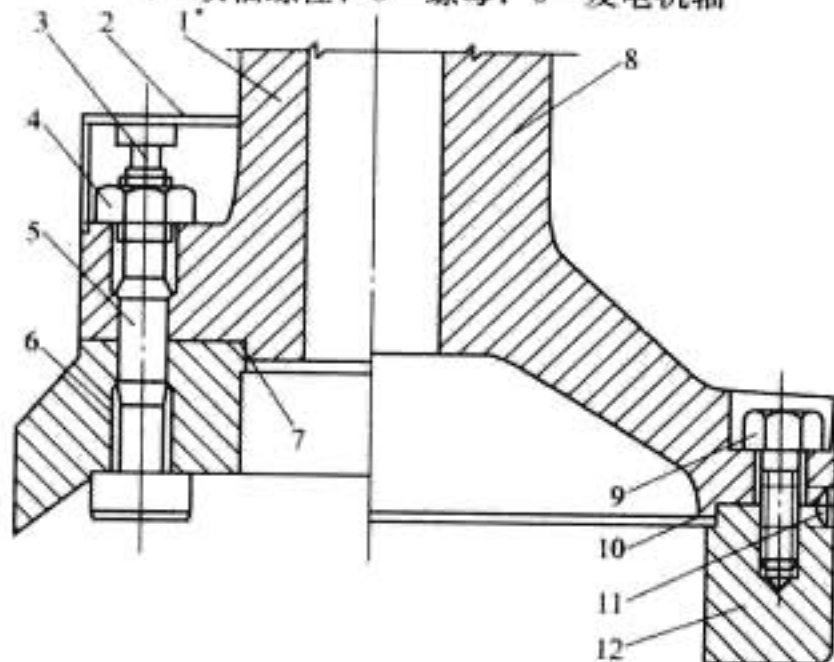


图 2.5-20 主轴与轴流式转轮的连接结构

1—主轴；2—护盖；3—圆柱头螺钉；4—联轴螺母；5—联轴螺栓；
6—转轮上盖；7—密封条；8—主轴（转轮上盖与法兰合一）；
9—螺钉；10—密封条；11—销；12—转轮体

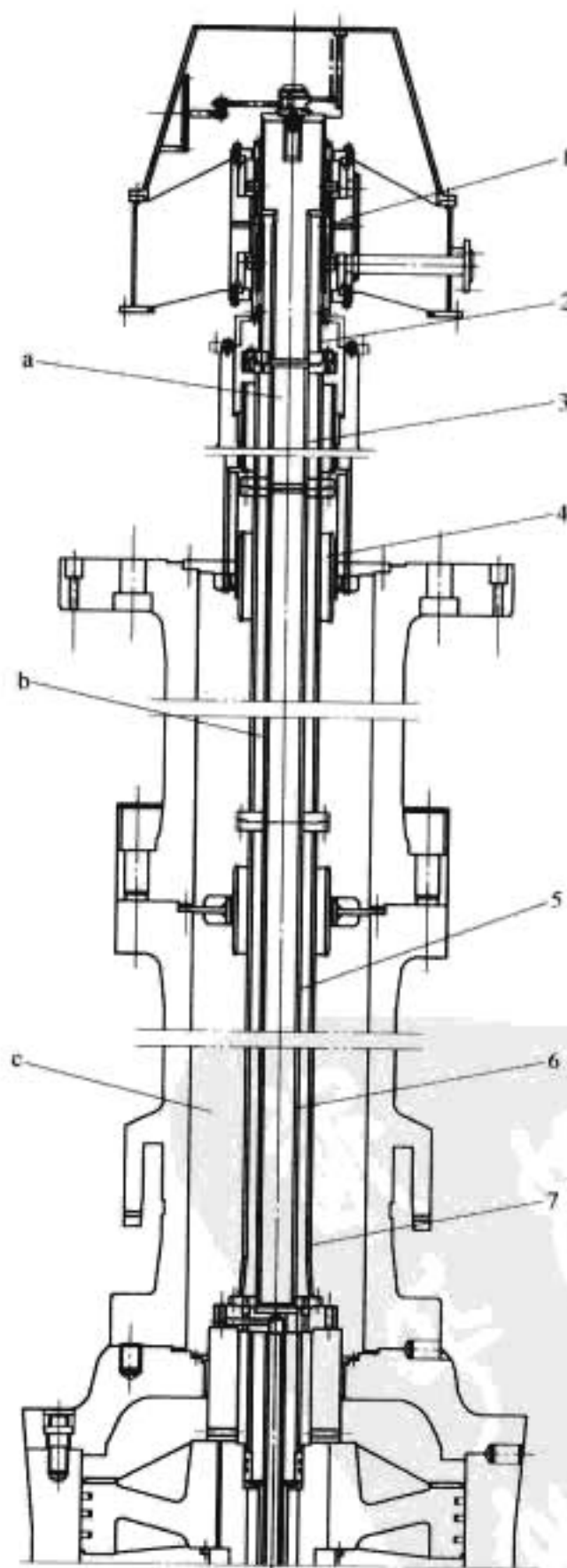


图 2.5-21 操作油管布置

1—受油器；2—上操作油管；3—内管；4—导向瓦；5—内管；6—下操作油管；7—外管
a—内压力腔；b—外压力腔；c—回油腔

9.2 操作油管

转桨式水轮机的操作油管装于主轴中心孔内, 总体布置结构参见图 2.5-21。通常, 操作油管用两根无缝钢管组成内外两个压力油腔, 上部接至受油器, 下部与转轮活塞杆连接。为保证操作油管的稳定性和安装方便, 在主轴的内孔应设置足够数量的导向瓦。

10 主轴密封设计

主轴密封的设计和混流式机组相同, 参见本篇第 4 章中

的相关内容。

11 导轴承

导轴承的设计同混流式机组相同, 参见本篇第 4 章中的相关内容。

12 其他辅助设备的结构设计

参见本篇第 4 章中的相关内容。



第6章 贯流式水轮机的结构设计

1 概述

贯流式水轮机包括全贯流式水轮机、灯泡贯流式水轮机、轴伸贯流式水轮机、竖井贯流式水轮机。尤其以灯泡贯流式水轮机应用最广，在大中型贯流式水轮机中得到广泛应用，故主要介绍灯泡贯流式水轮机。

灯泡贯流式水轮机，是大型贯流式水轮机中应用最广泛的机型，比转速为 $600 \sim 1000 \text{ m} \cdot \text{kW}$ 。灯泡贯流式水轮机适用水头一般小于 25 m ，适用于水头变化较大的电站，水头小于 12 m 时采用 4 叶片转轮，水头大于 12 m 时采用 5 叶片转轮。性能与轴流转桨式水轮机类似，但过流能力大，空化性能差。

灯泡贯流式水轮发电机组是当前广泛应用于低水头水电站的一种机型，其过水流道是轴向或略带倾斜的，它具有土建投资少、机组过流能力大、平均效率高和良好的运行性能等特点。

灯泡贯流式水轮机主要由埋入部分、导水机构部分、转动部分和附属部分组成。水轮机埋入部分主要由管形座、转轮室、伸缩节和尾水管组成；导水机构主要由内外配水环、导叶、控制环、接力器、导叶传动件、重锤组成；转动部分主要由转轮、主轴、导轴承、主轴密封、操作油管 and 受油器组成；附属部分主要由回复机构、油、气、水管路和地板扶梯等组成。

流道内部装有水轮发电机组的灯泡体，是一个大型的薄壳外压容器，除承受水压力、重力、浮力、发电机扭矩和温度应

力等静载荷外，还承受转动部件和水压力波动等引起的动载荷，水轮发电机组的灯泡体的支撑位于流道中，从水力性能方面来看希望这种部件的断面小些，但灯泡的支撑刚度容易降低，设计中需保证机组的刚度，避免发生共振。机组可利用 IDEAS 软件建立整机模型，计算出机组整机最低的固有频率，与机组的最高频率作比较，排除机组发生共振的可能性。

2 贯流式水轮机的总体布置及典型实例

2.1 总体布置

2.1.1 支撑方式

灯泡贯流式水轮发电机组采用管形座固定导叶为机组的主支撑，灯泡头下部和水平方向的支撑为辅助支撑，辅助支撑能适应灯泡体的微小变形。

2.1.2 轴承布置

灯泡贯流式水轮发电机组一般采用一根轴形式，机组的转动部分一般采用双支点、双悬臂支撑形式，即转动部分由水轮机导轴承和发电机推、导组合轴承，水轮机转轮位于水轮机导轴承下游侧，发电机转子位于发电机推、导组合轴承上游侧。

2.2 典型实例

图 2.6-1 为灯泡贯流式水轮发电机组的典型实例。

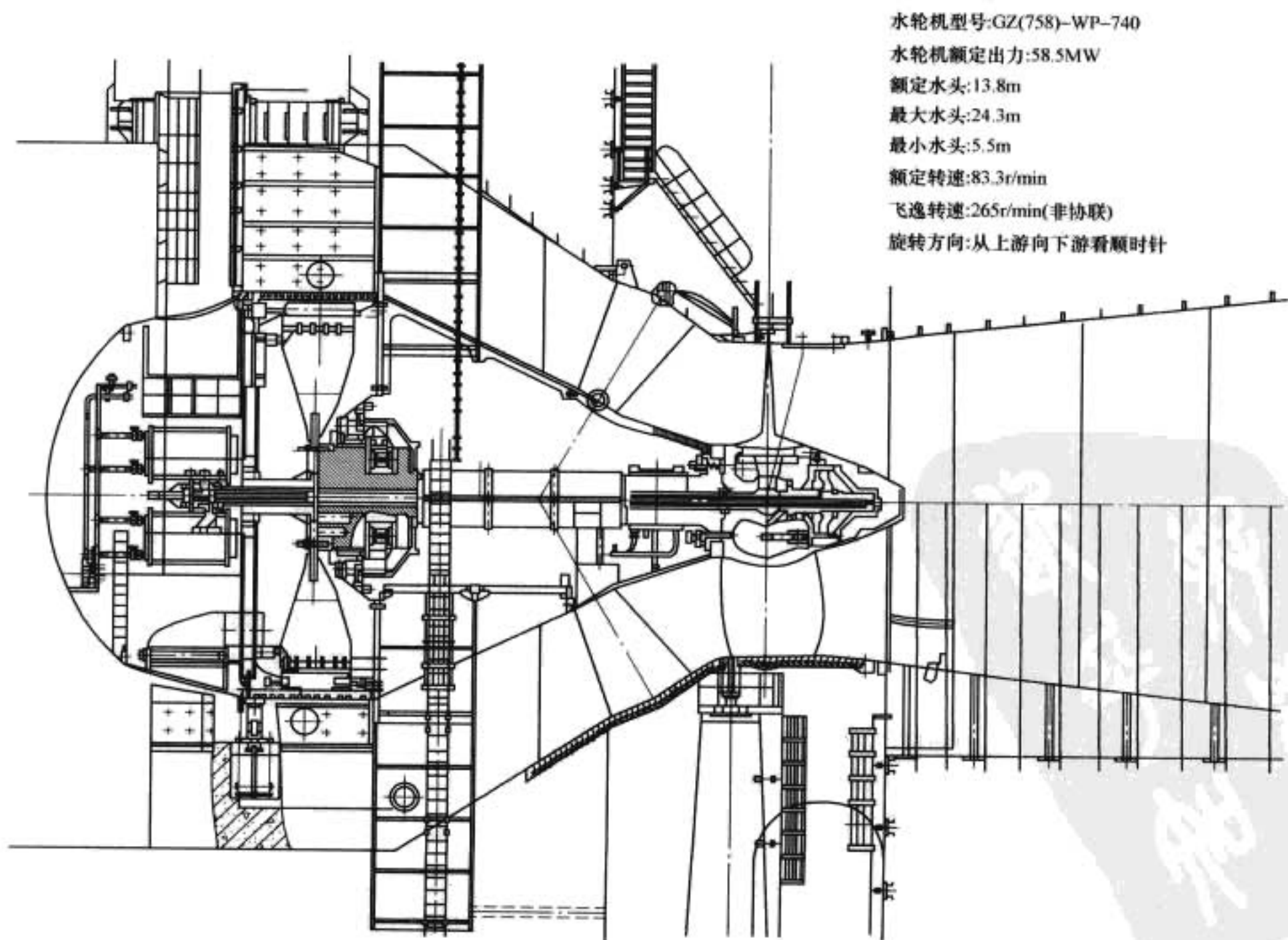


图 2.6-1 灯泡贯流式水轮发电机组总剖面图

2.3 轴系稳定性计算

根据机组的基本数据,利用有限元程序(考虑导轴承的支撑刚度、油膜刚度和机组转动部分刚度)计算出机组的临界转速和振动响应计算、轴系静挠度和受力分析计算、轴承标高调整计算,完成主轴轴系的稳定性计算。

3 灯泡体及其支撑结构的设计

水轮发电机组的灯泡体的主支撑为管形座的固定导叶(一般采用上下两个固定导叶,超大容量机组采用上、下和水平方向四个固定导叶),由于其位于流道中,从水力性能方面来看希望这些部件的断面小些,但灯泡的支撑刚度容易降低,设计中需保证机组的支撑刚度,避免发生共振。

灯泡头的下部设有球面支撑作为辅助支撑,当流道排空后,球面支撑承担灯泡体一部分向下的重力,流道充满水时还承受一定的浮力,该支撑允许灯泡体有轴向及径向的微小位移;灯泡体两侧还分别设有水平侧向支撑,以防水流引起的振动。此两种支撑原理相同,均为浮动支撑方式,以适应机组运行期间因水流及发热引起的变形,保证定、转子之间的间隙不会发生变化。

4 水轮机引水室、管形座

贯流式水轮发电机组的引水室的形状为方形或长方形—圆锥形(收缩)—圆形—圆锥形(扩散)—方形或长方形,其中引水室前段和后段中段采用混凝土(方形或长方形)捣制,一般不设金属里衬,引水室的中段[圆锥形(收缩)—圆形—圆锥形(扩散)]均设金属里衬。

管形座是水轮机引水室的一部分,它由内壳、外壳、固定导叶和前锥体组成,采用 Q235 钢板焊接结构。管形座是灯泡贯流式机组最重要的埋入件,是整个机组的安装基准,发电机定子推力组合轴承和水轮机的导水机构均直接合在管形座上;管形座又是整个机组的基础,整个机组的各种力几乎均通过管形座的固定导叶传至混凝土基础,因此,管形座必须有足够的刚度、强度。

5 锥形导水机构的设计

贯流式水轮机转轮所需的全部环量均由导水机构形成,因此导水机构对贯流式机组而言尤为重要。贯流式水轮机的导水机构采用导叶轴线与水轮机主轴轴线成一锥角布置的圆锥形导水机构,导叶翼形采用空间曲面,导叶立面密封的啮合线一般设计在圆锥面上,导叶传动机构中的连杆的运动为空间运动,所以结构设计和制造都比较复杂。

锥形导水机构主要由导叶、导叶传动机构、导叶接力器、控制环、内配水环、外配水环、重锤等组成,如图 2.6-2 所示。

导水机构设有关闭重锤,当导水机构操作系统油压消失时,在整个开度范围内,借助于关闭重锤和导叶水力矩可以使导叶关闭,防止机组发生飞逸。

5.1 导叶

由于导叶担负形成转轮所需的环量,故导叶瓣体形状为空间扭曲面,导叶外枢轴和瓣体采用整体结构,导叶内枢轴和瓣体采用分体结构,结构如图 2.6-3 所示。

导叶的材料一般采用 ZG270-500 或 ZG20SiMn 整铸,大型机组中也采用钢板焊接结构。

使用于水流含泥沙较多的电站,还在导叶的内、外端面堆焊抗磨材料。

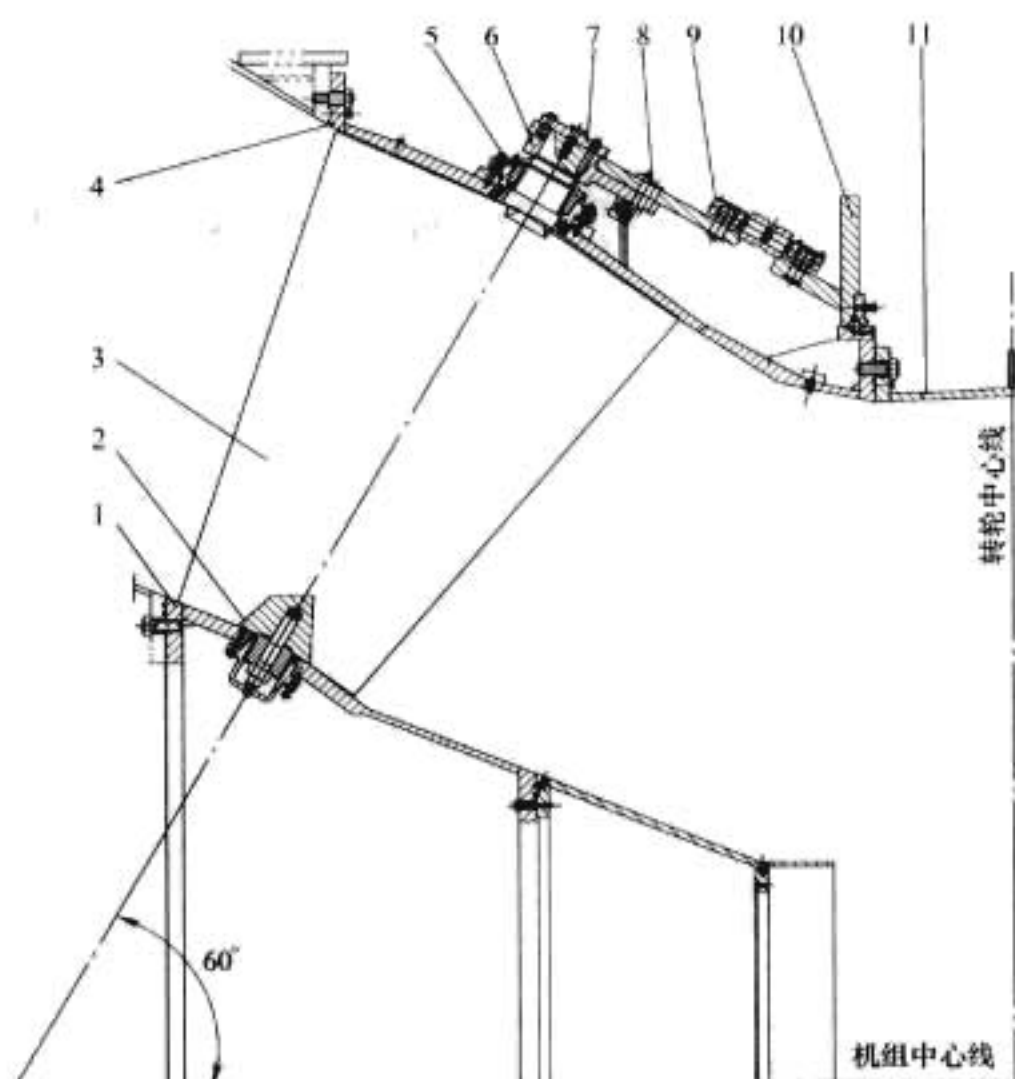


图 2.6-2 锥形导水机构

- 1—内配水环; 2—下端轴; 3—导叶; 4—外配水环;
5—关节轴承; 6—导叶臂; 7—圆柱销; 8—剪断销;
9—连杆; 10—控制环; 11—转轮室

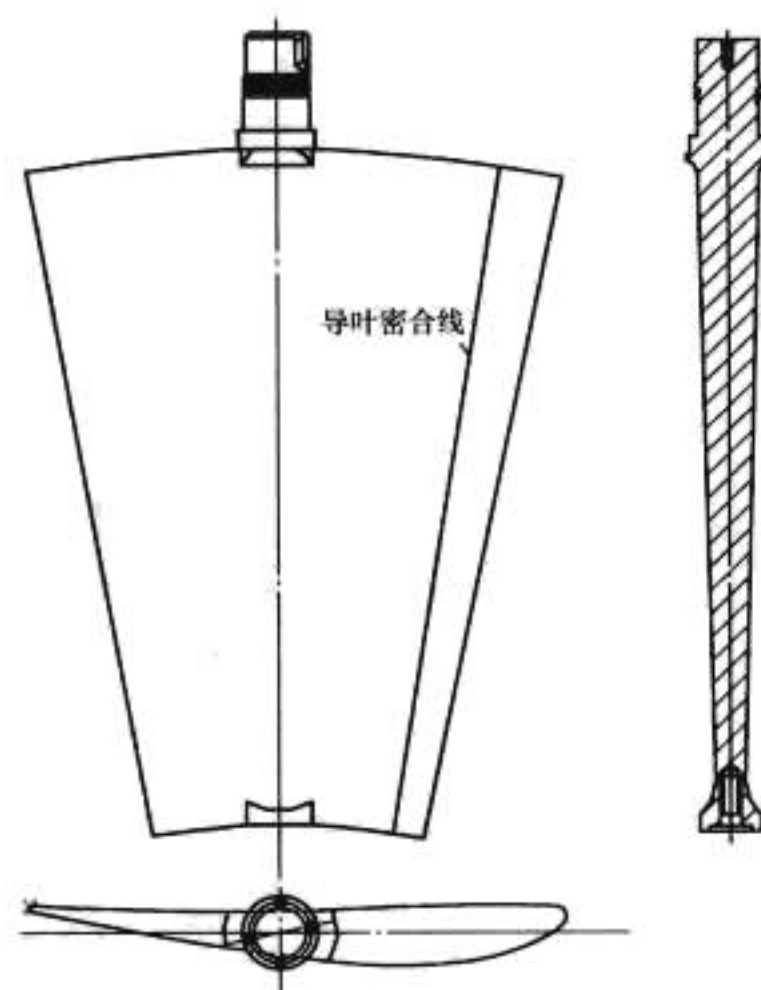


图 2.6-3 导叶结构图

内、外配水环过流面均为球面,因此导叶两端面亦为球面,这样能保证导叶在转动时能有效地封水。

由图 2.6-4 可知,导叶的端面间隙可用套筒上的调整垫片、调节螺套、调节螺杆来调整。

导叶内侧为下端轴结构便于安装。导水机构组装时,当外配水环与导叶一起吊起套装内配水环后,利用内侧下端轴可以很容易地从内配水环插入导叶下轴孔。如图 2.6-5 所示。

5.2 导叶传动机构

导叶传动机构的型式主要有剪断销结构、液压连杆与挠性连杆间隔布置、间隔布置的安全弹簧连杆、摩擦装置等传动机构。

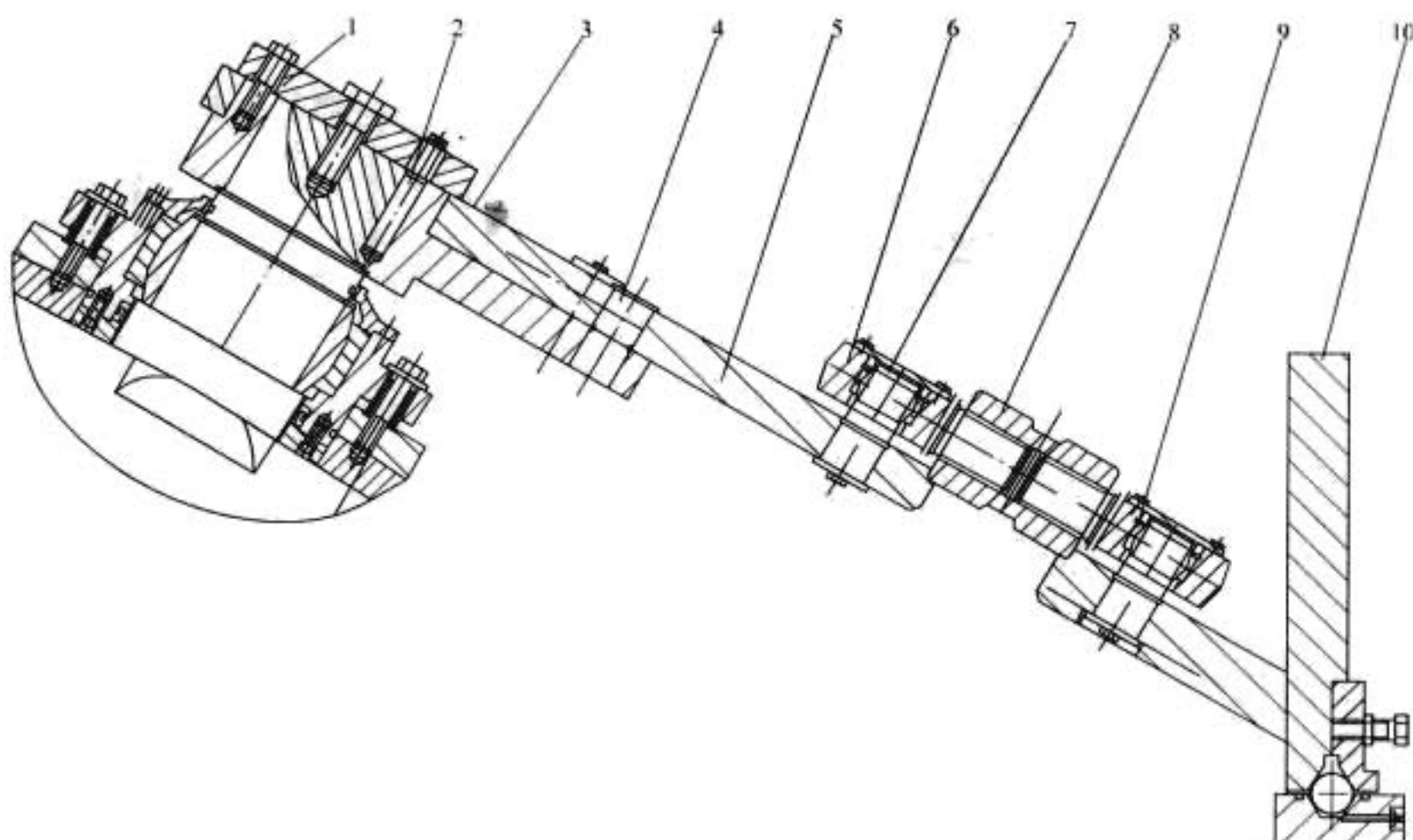


图 2.6-7 耳柄式连杆的传动机构

1—端盖；2—圆柱销；3—导叶臂；4—剪断销；5—连接板；6—耳柄；7—连杆销；8—旋套；9—关节轴承；10—控制环

弯矩，剪断销的剪断力容易随关节轴承配合间隙和装配质量变化，剪断直径尺寸不如叉头式连杆的传动机构中的剪断销容易确定。

此传动机构当有异物卡住使剪断销剪断时就必须停机更换剪断销，但由于其结构简单，比较适宜于中小型机组中采用。

5.2.2 液压连杆与挠性连杆间隔布置的传动机构

液压连杆与挠性连杆间隔布置的传动机构，每4个液压连杆由一个油压为60MPa的活塞式储能器（充满油和氮气）供给压力油。

液压连杆由连杆头、活塞缸、活塞、活塞杆等组成。

挠性连杆由连杆头和拧在两连杆头间的挠性连杆组成。在设计时将挠性连杆轴线偏离作用力线4mm。这样，当导叶有异物卡住时，使挠性连杆在承受压力的同时又受到一个弯矩。

机组在正常运行时，液压连杆在正常位置与导叶一起运动。如关闭时导叶间有异物卡住，液压连杆被压缩，活塞缸内的油被挤到储能器中去。液压连杆长度缩短到极限位置时，通过位置开关而发出事故信号。

如果被卡住的物体较大，液压连杆压缩行程不够且作用力超过60kN时，挠性连杆被压弯。这时液压连杆与挠性连杆处于新的稳定位置。除了被卡住的一对导叶外，其余导叶均可关闭。这就避免了常规的剪断销被剪断后使导叶失控，从而引起机组振动或断了剪断销而失控的导叶又打到相邻的导叶上，引起相邻导叶的剪断销被剪断，造成机组无法停机。

此传动机构设计时，要求机组的制动力矩能制动两个导叶无法关闭时的最大过流量所产生的水力矩。一般情况下，卡在导叶间的物体在导叶被再次开启后既能被水冲掉。这也就避免了因卡物使剪断销被剪断所引起的更换剪断销而停机。

为保证液压连杆和挠性连杆能可靠、安全地运行，拦污栅栅条的间距不宜比液压连杆的最大行程大得太多，一般大20%左右。

5.2.3 间隔布置的安全弹簧连杆传动机构

间隔布置的安全弹簧连杆传动机构其典型结构如图2.6-8所示。

为了克服制造上的误差和安装上的方便，在L型拐臂和导叶臂的连接处采用了偏心销结构，并且在导叶臂和控制环小耳柄与拐臂连接处采用了关节轴承，这保证了弹簧安全连杆的快速准确安装。

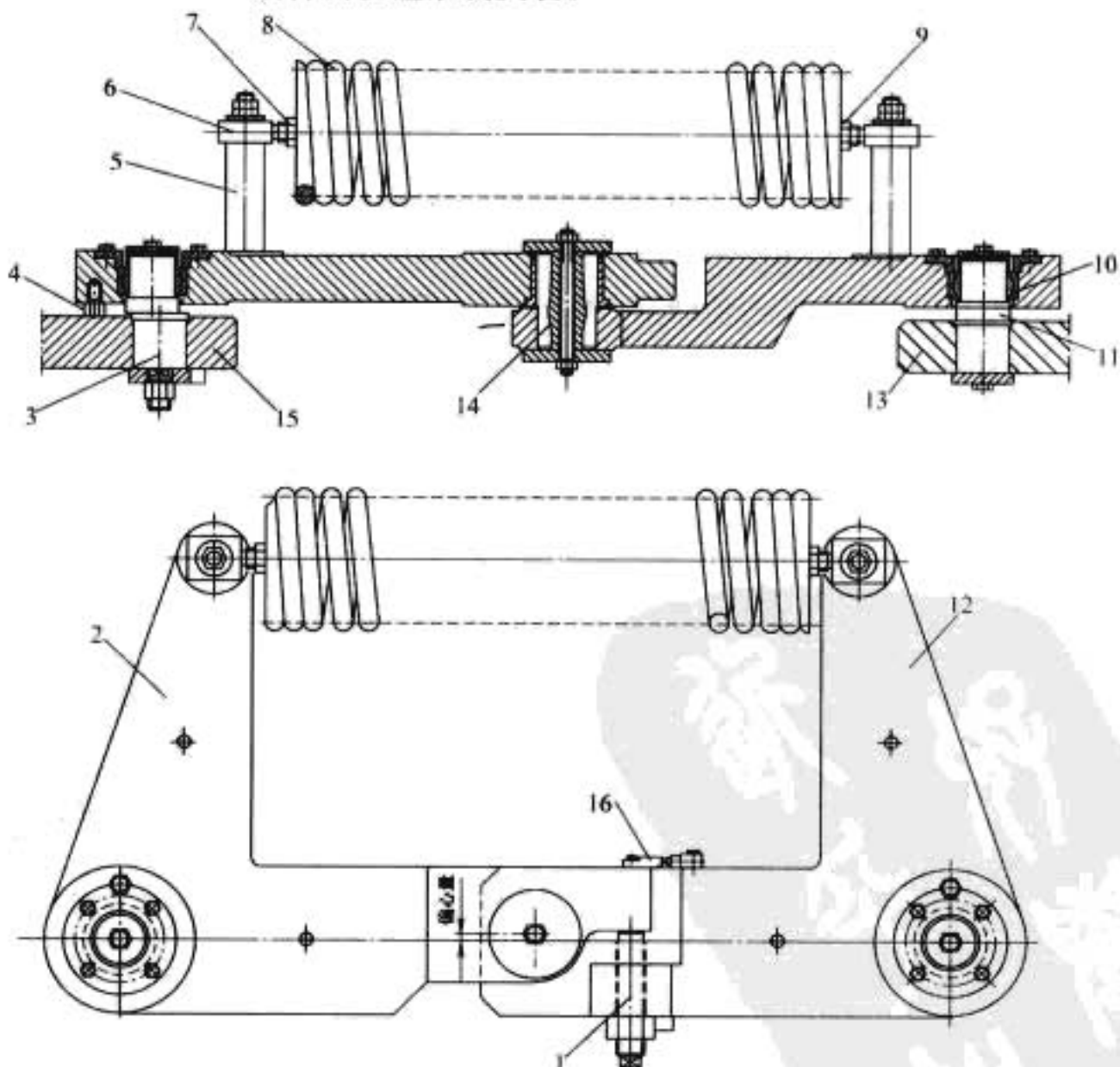


图 2.6-8 间隔布置的安全弹簧连杆传动机构

1—偏心量调整螺钉；2—L型拐臂1；3—偏心销；4—支撑螺钉；5—连接轴；6—连接螺钉；7—左旋调整螺母；8—弹簧；9—右旋调整螺母；10—关节轴承；11—连杆销；12—L型拐臂2；13—控制环小耳柄；14—圆柱销；15—导叶臂；16—限位开关

弹簧安全连杆作为贯流式水轮机活动导叶传动机构的操作机构中的安全连杆与普通连杆间隔布置。每一套弹簧安全连杆均需在厂内做试验,调整其操作力在设计范围而连杆不发生变形,然后拧紧偏心量调整螺钉的锁紧螺母,并点焊牢固,然后整体发往工地安装。

电站在正常工况下开启或关闭活动导叶时,导叶接力器推动控制环转动,控制环通过小耳柄和安全连杆将操作力矩传递给导叶臂,导叶臂再通过圆柱销传递给活动导叶,从而带动导叶正常开关。在这过程中,操作力始终在安全连杆的设计范围内,此时安全连杆的作用和普通硬连杆一样,正常传递导叶的操作力。

当在关闭活动导叶的过程中,如果水流中的异物卡在导叶间而导致相邻两导叶不能正常关闭,即导叶臂不能继续动作,此时作用在安全连杆上的操作力会逐渐增大,当操作力超出安全连杆的设计范围时,和控制环小耳柄相连的 L 型拐臂就会绕着圆柱销转动,安全连杆开始动作、变形(见图 2.6-9)。此时限位开关会立即发出报警信号,驱动导水机构开启活动导叶,让水流冲走卡在导叶间的异物,安全连杆也在弹簧的回复力作用下自行复位,然后再正常关闭导叶。如果一次没有排除异物,可如此反复动作。

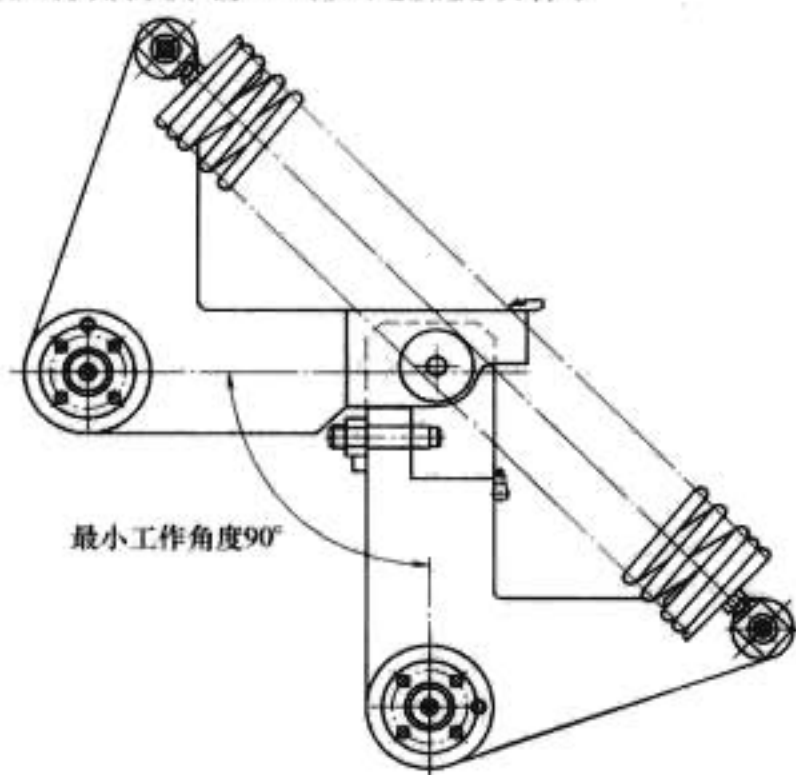


图 2.6-9 安全弹簧连杆变形图

由此可见,弹簧安全连杆机构应用于贯流式水轮机的活动导叶传动机构中,安装维护方便,可以有效解决传统的剪断销结构所带来的一系列问题,即可克服剪断销破坏后活动导叶失去控制时对相邻导叶连杆机构的破坏、拆卸和更换过程烦琐、耗费大量的时间和人力等缺陷。

5.2.4 摩擦装置的传动机构

摩擦装置的传动机构的结构如图 2.6-10 所示,主要由导叶臂、连接板、连杆销、圆柱销、夹板、关节轴承、端盖等组成。

此传动机构依靠导叶臂上的端盖与导叶臂之间的压紧螺栓的预紧力产生的压力使摩擦环与连接板之间产生摩擦力直接传递操作力矩。此摩擦装置安装于每一个导叶。

设计时,计算压紧螺栓的预紧力使摩擦环与连接板之间产生摩擦力为操作力矩的 1.4 倍和 1.6 倍(间隔布置),如果导叶间因异物卡住,有关传动件的操作力将急剧增大,应力增高到 1.4 倍时,设计摩擦力为操作力矩的 1.4 倍的导叶臂与连接板首先打滑并发出信号,从而保护其他传动件不受损坏。

另外,小型机组的摩擦装置还采用在导叶臂与连接板之间设置胀紧连接套或摩擦环的方式。

5.3 导叶接力器

贯流式水轮机导叶接力器采用直缸接力器,接力器的布置方式主要有竖直布置在导水机构下方、交叉布置在水轮机机坑侧墙上、单导叶作用接力器等。

在油压装置事故低油压下,全部接力器的容量应满足导叶承受最大水力矩、摩擦力矩和重锤力矩时,调速器能按规定的时间关闭或开启导叶至额定开度的需要,包括必要时破坏一个或多个保护元件,并最后压紧导叶。在决定接力器最小有效油压差时,考虑接力器与调速器油压装置之间的压力损失。

接力器配有缓冲节流装置,使导叶关到空载位置后减小关闭速度,但该装置不应限制空载与全开位置之间的正常移动速度。

为将接力器行程信号传递给计算机监控系统,设有接力器行程变送器,必要时另设导叶位置开关接点。

5.4 外配水环

外配水环为分瓣结构,用钢板焊接并需要退火。分瓣结合面及上游和下游侧均采用法兰连接,并设有可靠的止漏装置。

外配水环上布置有压力测嘴,以供压力测量,测嘴位置和数量应与模型相对应。有的外配水环上还设有导叶转角指示装置。

模压成型技术在水轮机设计制造中的应用,可使水轮机的某些大型环型曲面薄壁加工件的焊缝大大减少,焊接变形得到有效的控制,节省焊接材料和原材料以及焊接和处理工时,使这些部件的生产周期大大缩短。

这项技术已成功地应用在外配水环的设计制造中。下面分别介绍采用模压成型技术设计制造的外配水环和采用传统多段锥面拟合曲面而设计制造的外配水环的优缺点。

图 2.6-11 为利用模压成型技术设计制造的外配水环,可以很清楚地看出其优点,外配水环过流面的加工余量均匀,加工后外配水环的壁厚均匀,中间仅一条焊缝,由于外观平滑过渡且焊缝特别少,同时也提高了产品的外观质量。

图 2.6-12 为传统设计利用多段锥面拟合曲面制造的外配水环,其缺点为,中间焊缝为 4 条,焊接工作量是利用模压成型技术制造的 4 倍,焊接工作量大,焊接变形也不好控制,加工余量既不均匀而且加工后外配水环的壁厚也不均匀,产品质量很难保证。

5.5 内配水环

内配水环相对外配水环尺寸小很多,在运输条件允许的条件下尽量设计为整体焊接结构。分瓣结合面(如有分瓣结构)及上游和下游侧均采用法兰连接,并设有可靠的止漏装置。

导叶内、外配水环与导叶全关时的配合面处设有小范围的环形凸台,以避免导叶在转动过程中与导叶内、外配水环之间卡死的可能性,又能满足导叶关闭时具有良好的封水性能。

5.6 控制环

控制环采用铸焊或焊接结构。具有足够的刚度。如受运输限制必须分瓣时,分瓣面应设在应力最低的部位。

控制环滑动面常规采用钢球作为滚动摩擦轴承,这样控制环运动时灵活、摩擦力小,为防污物和冷凝水进入滚动面,两侧装设密封条。也可采用滑动摩擦轴承。控制环上设有悬挂重锤的吊环。

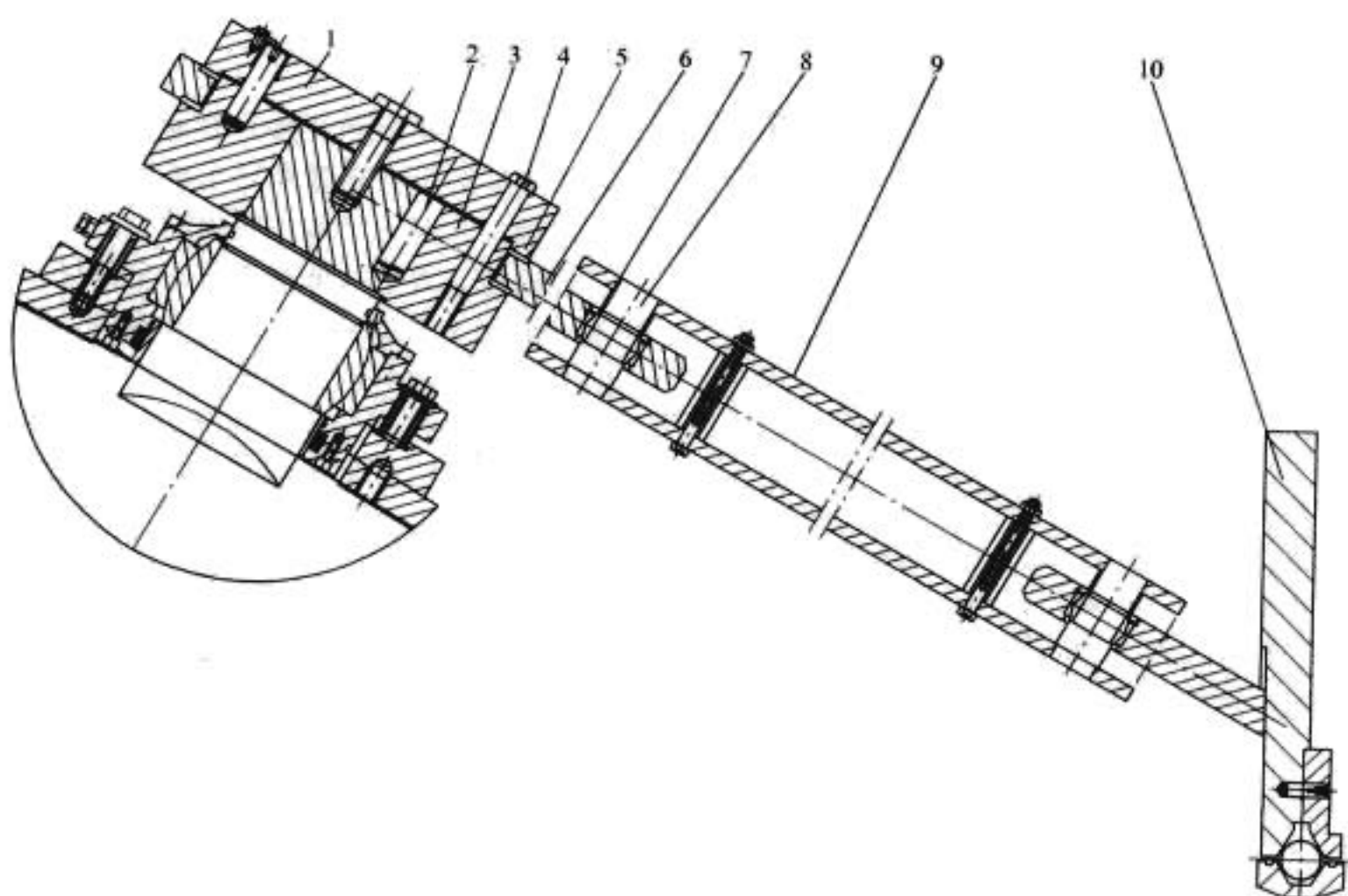


图 2.6-10 摩擦装置的传动机构的结构图

1—端盖；2—圆柱销；3—导叶臂；4—压紧螺栓；5—摩擦环；6—连接板；7—关节轴承；8—连杆销；9—夹板；10—控制环

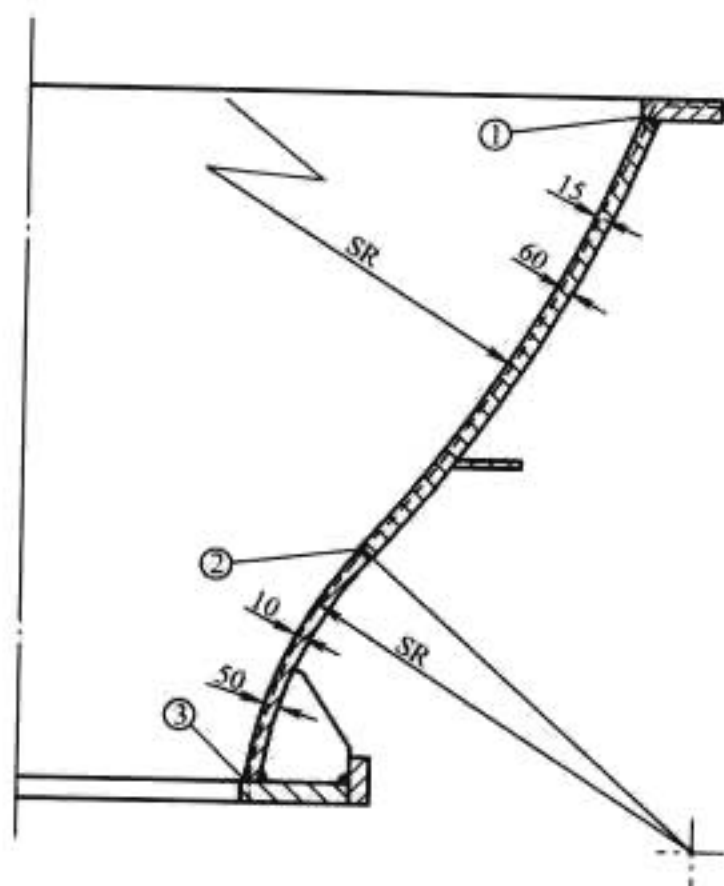


图 2.6-11 采用模压成型技术设计制造的外配水环
①、②、③—焊缝编号；———加工后的过流面

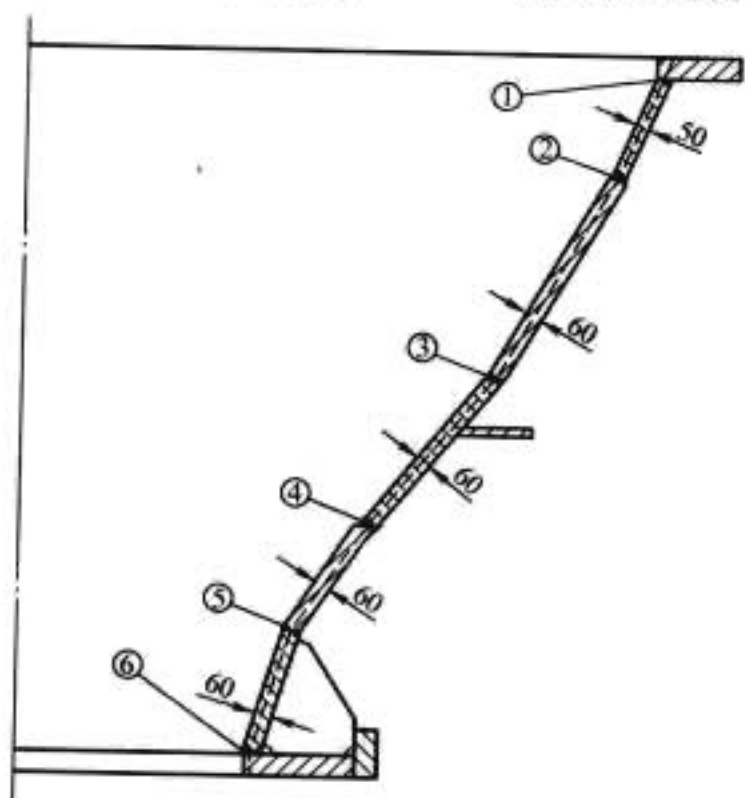


图 2.6-12 采用传统多段锥面拟合曲面而设计制造的外配水环

①~⑥—焊缝编号；———加工后的过流面

6 转轮的结构设计

灯泡贯流式水轮机的转轮与立轴轴流转浆式水轮机相同，按叶片操作方式，可分为活塞套筒式、操作架式、缸动方式等结构。

图 2.6-13 为缸动方式的转轮结构。也就是活塞不动，活塞缸带动连杆、转臂、操作叶片转动，这种结构是灯泡贯流式水轮机转轮的典型结构，这种结构可缩短转轮重心至水导轴承支点的悬臂距离，可增强机组轴系的刚性，对机组运行的稳定性有利。

转轮体材料采用优质铸钢 ZG20MnSi；叶片采用不锈钢材料铸造，常用材质为 ZG0Cr13Ni4Mo、ZG0Cr13Ni6Mo 和 ZG0Cr16Ni5Mo 等。目前一般采用数控机床对叶片型线进行加工，完全保证制造出的叶片具有准确的型线，且一致性好，提高真机与模型的相似性，对机组的性能和稳定运行提供了可靠的保证。

为防止叶片与转轮室间的间隙空蚀，叶片外缘设计有抗空蚀裙边以提高叶片的抗空蚀能力。如图 2.6-14 所示。

为防止水进入转轮体腔内，一般设有轮毂高位油箱，其安装高程使进入转轮体腔内的油压略高于外部水压力。

转动的叶片与转轮体间设有密封。常用的有 λ、U、V 和 D 型密封，其中 D 型密封和 V 型密封结构是目前采用的两种典型结构。

转轮叶片的操作油压常用为 2.5MPa、4.0MPa、6.3MPa。

转轮在工厂进行预装并进行试验，合格后发往工地。

工地安装时，一般有两种安装方式：一种为转轮在安装间进行预装（叶片不参加预装），预装合格后将转轮翻身并吊入机坑与主轴和操作油管连接，然后将叶片吊入机坑安装，最后进行叶片动作试验和叶片密封试验，该吊装方式克服了转轮带叶片起吊、翻身时钢丝绳勒叶片等危险情况的发生以至使转轮无法翻身。另一种为转轮在安装间进行整体预装，组装后进行叶片动作试验和叶片密封试验，试验合格后整体翻身吊入机坑与主轴和操作油管连接，该吊装方式空中翻身高度尺寸大，相对难度大。

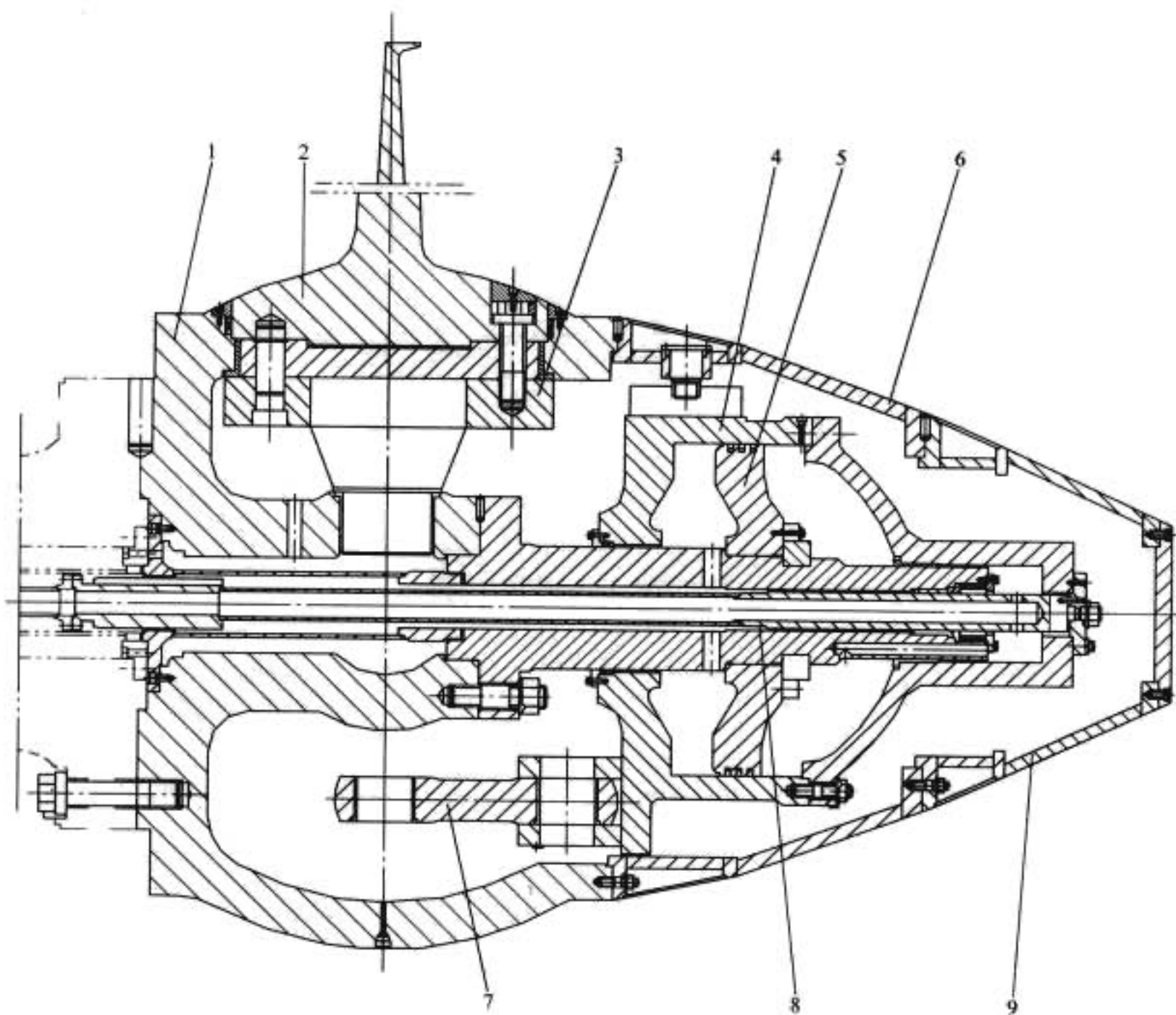


图 2.6-13 转轮结构（缸动方式）

1—转轮体；2—叶片；3—转臂；4—活塞缸；5—活塞；6—泄水锥上段；7—连杆；8—操作油管；9—泄水锥下段

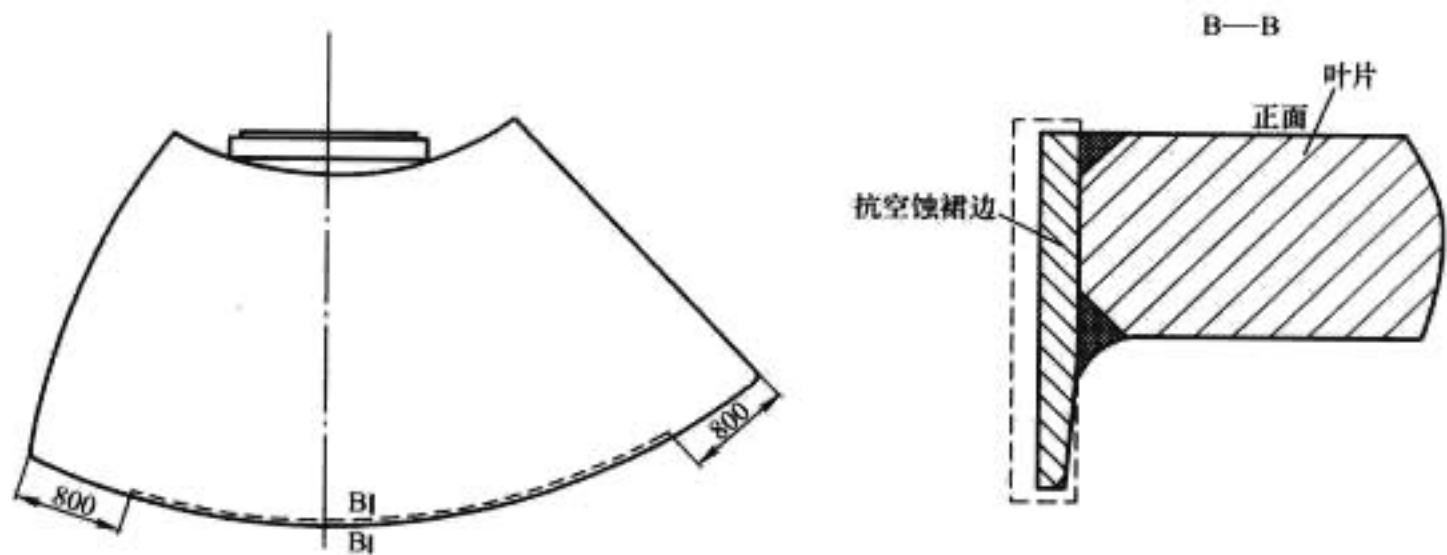


图 2.6-14 叶片抗空蚀裙边结构

7 尾水管的结构设计

贯流式水轮机的尾水管，一般分成 3~7 节，厂内焊接成瓣并对尾水管进行预装，其中仅尾水管前段带有环形法兰和分半法兰，工地安装时组圆并焊接成整体。

尾水管能安全承受各种尾水位的内外水压力、运行中的压力脉动及混凝土浇筑中出现的内外压力。尾水管设有测量尾水管的压力、真空值及压力脉动的测头。

尾水管外壁配有与混凝土结合的锚具、拉杆，尾水管底部开一定数量的混凝土浇筑孔、灌浆孔和排气孔，并带堵板。在尾水管外壁设有一定数量的供调整用的支脚，以便安装调整。

8 受油器及操作油管

受油器一般采用浮动瓦结构。图 2.6-15 为浮动瓦式的

受油器结构图。受油器安装在发电机前面的灯泡头内，包括受油器支架、操作油管、传输桨叶位置的回复杆和转轮接力器的位移传感器。

由图 2.6-15 中可见，从结构上将回复轴的水平运动与其自身的旋转运动分开，减少了浮动瓦的磨损，因此漏油量小、安装方便和运行可靠。两高压进油管处的浮动瓦采用分开的结构，避免了一块浮动瓦产生憋劲的问题。因此，提高了机组运行的可靠性。并设有漏油收集和排出装置，用管路将漏油排至漏油箱。

操作油管采用无缝钢管，法兰连接，密封可靠，操作油管可作为转轮接力器的回复杆，受油器上设有桨叶接力器位移指示器，在受油器开、关腔压力油管上装设压力表。

受油器与发电机所有连接处都设双重绝缘，以防止轴电流及漏电。

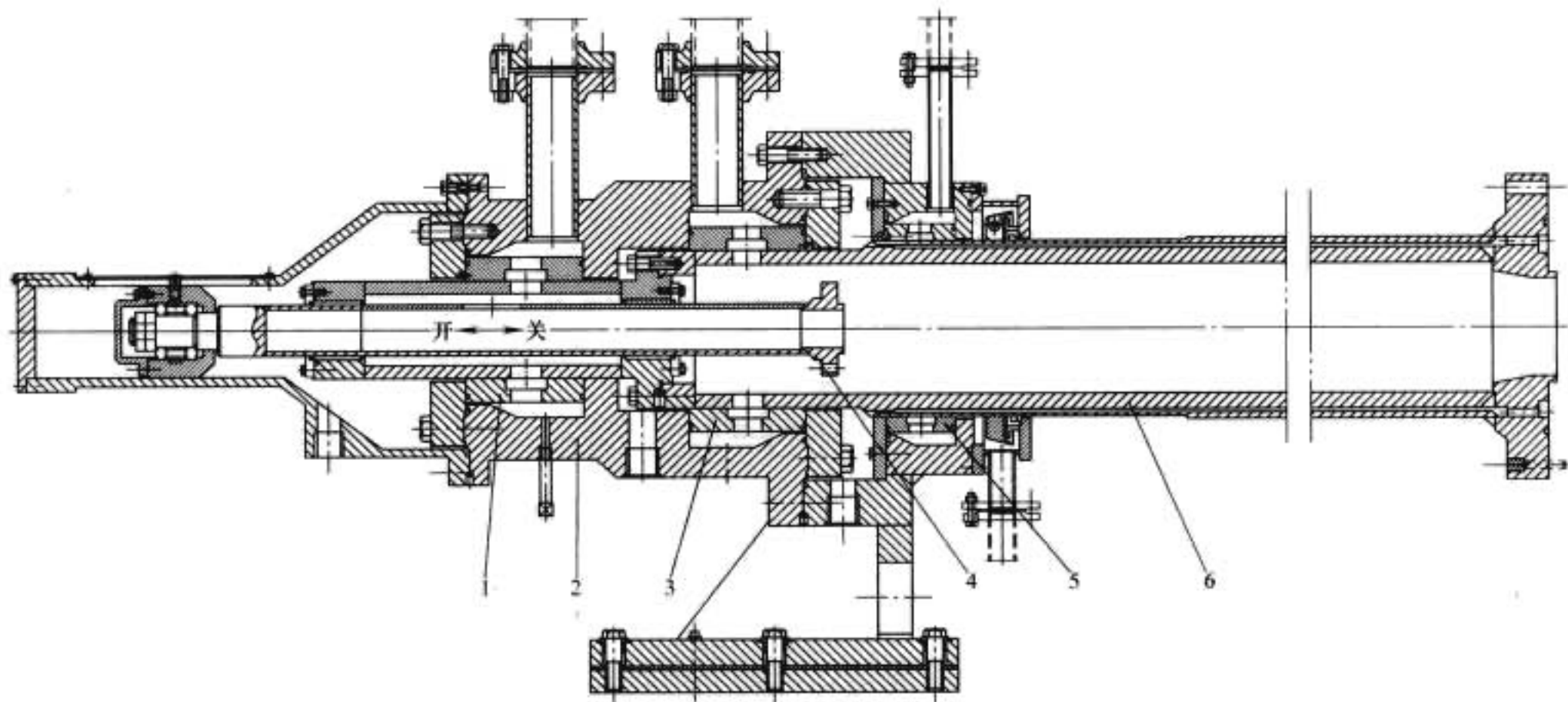


图 2.6-15 受油器结构（浮动瓦方式）

1—浮动瓦 A；2—受油器支架；3—浮动瓦 B；4—内操作油管；5—浮动瓦 C；6—外操作油管

受油器转动与固定部分留有一定的反向推力位移裕量。

受油器的操作油与轴承润滑油为互不串通的两套系统，严格分开。

用耐热且耐磨的丁腈橡胶制成。

平板密封的密封橡胶板和轴一起转动。为改变摩擦面的

9 主轴设计

贯流式水轮发电机组通常采用一根主轴的结构形式，如图 2.6-16 所示。

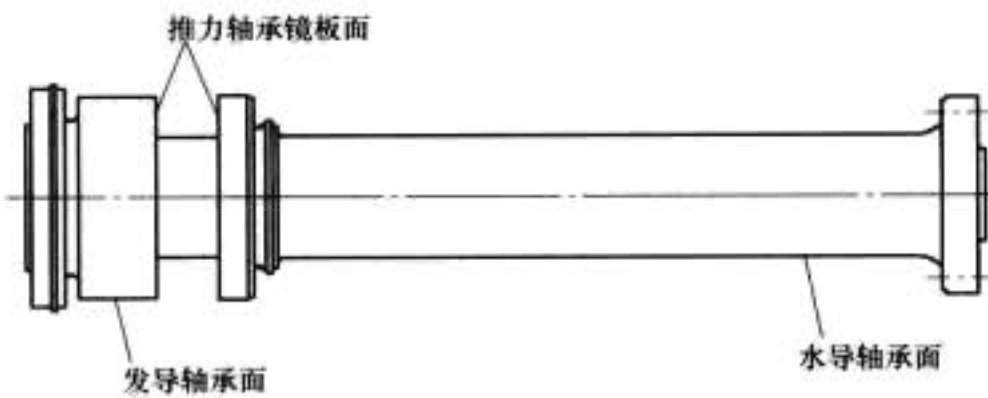


图 2.6-16 主轴结构图

该主轴为水轮机与发电机共用一根轴，主轴带有发电机的正反推力镜板面，主轴为整锻结构，其材料常为锻钢 A668 CL. D（相当于锻钢 20MnSi），主轴两端的法兰分别与发电机的转子和水轮机转轮采用螺栓连接。

主轴的设计应计算主轴的临界转速，水轮机和发电机的轴承支座及其位置、发电机尺寸和发电机的飞轮效应等参数应满足所计算的临界转速至少是最大非协联工况飞逸转速的 125%。

主轴具有足够的强度和刚度，其尺寸能适当发电机功率因数 $\cos\phi=1$ 时满出力和发电机最大出力的扭矩传递要求。并且，使得能在包括最大飞逸转速在内的任何转速下运行而不产生有害的振动和摆动。

10 主轴密封设计

主轴密封由检修密封和工作密封组成。

工作密封的结构形式很多，常采用水压端面密封、平板密封、间隙密封、径向密封等组合结构形式。检修密封常为空气围带式密封。主轴密封设有集中排水系统。如图 2.6-17 所示。

水压端面密封结构简单、便于检修。在不拆卸水轮机径向轴承的情况下，可以调整和更换密封。其密封块材料常采

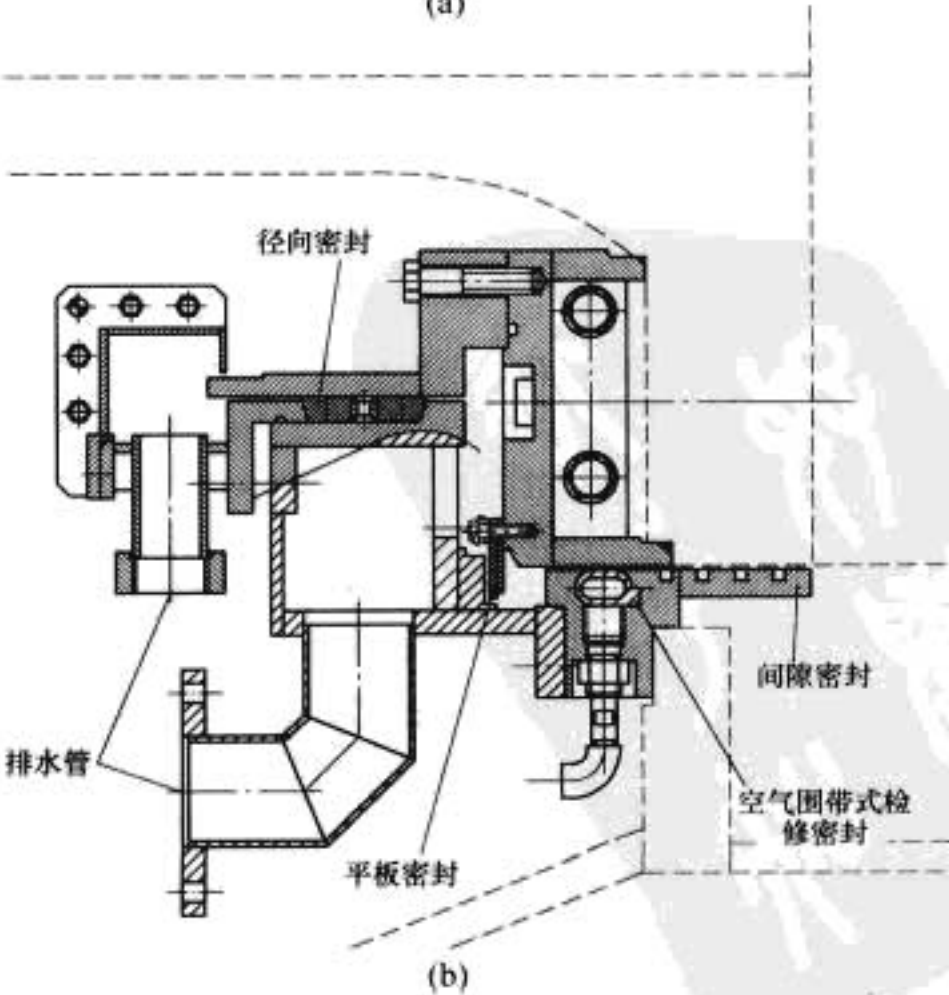
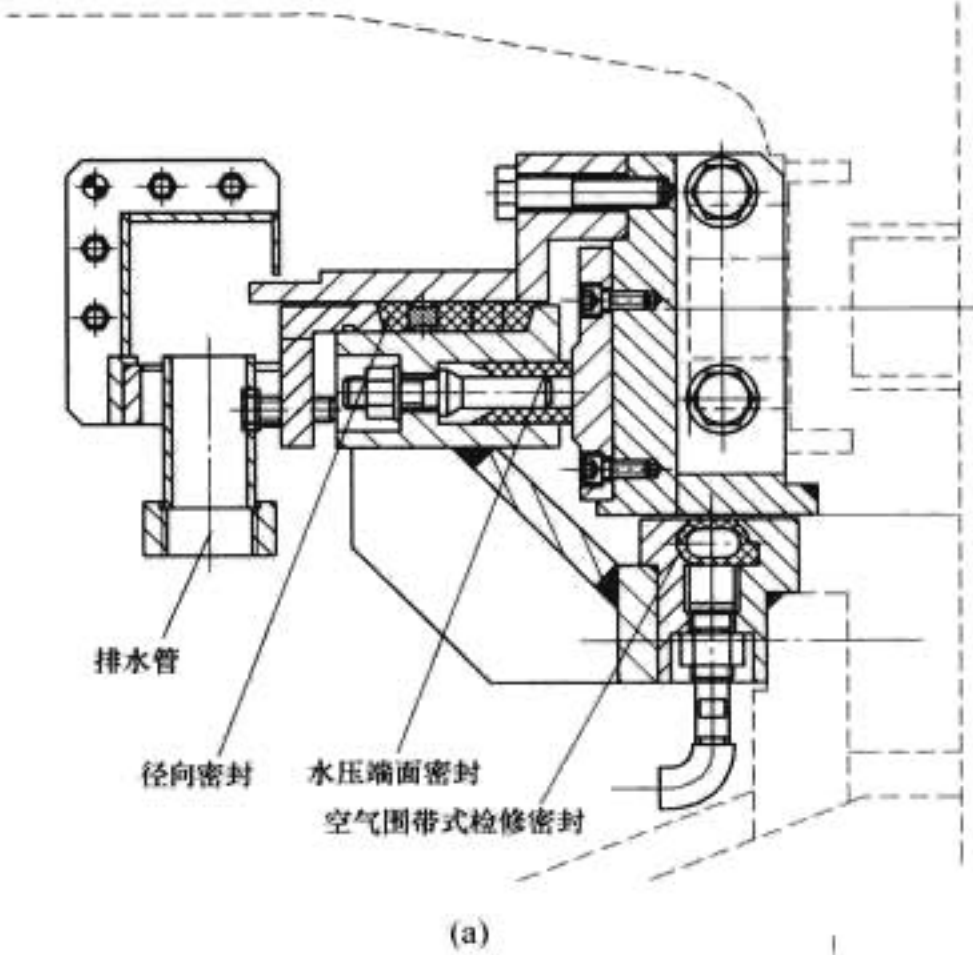


图 2.6-17 主轴密封结构图

润滑效果,在不锈钢抗磨板上开设润滑沟。平板密封与抗磨板有2mm的间隙,以补偿安装误差。

间隙密封可防止杂物进入,对下道密封起保护作用,并对密封压力进行减压。

径向密封常采用GFO纤维编织盘根、径向组合密封等,密封面通入清洁润滑水,并设有密封压紧量的调整装置。

检修密封为空气围带式,用于检修、更换主轴密封。检修密封的充气压力为0.3~0.7MPa。设置相应的管道、阀门和一个带报警的联锁装置,以防止在充气条件下启动水轮机,并保证排气后检修密封与主轴脱离。此装置作为开机的闭锁条件。

11 水轮机导轴承设计

水轮机导轴承常简称为水导轴承,位于水轮机转轮侧。由于水轮机转轮为悬臂形式,故要求水导轴承除承受径向力外,还应适应悬臂引起的挠度(转角)变化。目前适应上述要求的水导轴承结构有筒式和球面轴承两种。

由图2.6-18可知,水导轴承采用径向分半卧式的筒式轴承结构,该轴承为重载静压启动轴承,机组在启动及停机过程中由高压油系统将机组的转动部分顶起。

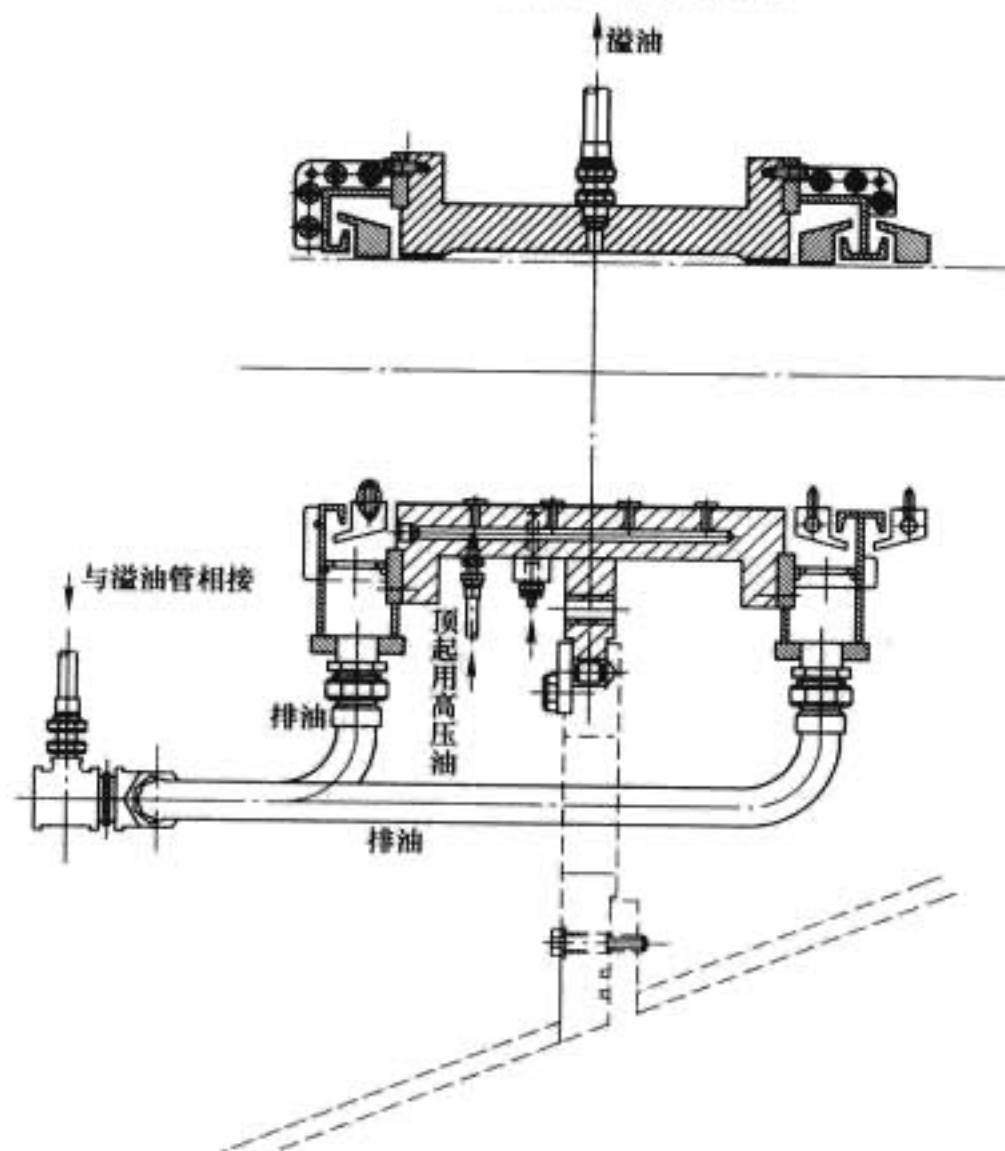


图 2.6-18 水导轴承结构图

水导轴承分两半。由于主轴为卧式,只有轴承下部浇筑巴氏合金,而轴承上部两端面各留一段巴氏合金以封住油。

径向力通过轴承的凸缘和水封座的扇形支撑板传至管形座。轴承座和水封座的扇形支撑板接触面为球形或柔性结构,采用螺栓连接,以适应主轴挠度的变化,并可调整转轮与转轮室之间的间隙。

球面轴承是通过球面支撑可以直接承受轴挠度引起的位移。

水轮机在各种运行工况下,轴瓦温度不得超过65℃,轴承油温不超过55℃,并设有温度信号计。

12 附属装置的结构设计

贯流式水轮机还设有轴承润滑油系统、油水气管路系统、测量仪表管路系统、地板扶梯栏杆、安装工具等附属装置。

12.1 轴承润滑油系统

轴承润滑油系统由高位油箱、低位油箱及管路组成。重力油从高位油箱流下对水导轴承进行润滑,润滑油从轴承中自动排出流入低位油箱,安装于管路中的冷却器对热油进行冷却,低位油箱由两台并联交流电动机驱动的油泵向高位油箱供油,一台工作,一台备用,因此能确保机组的安全;另外,高位油箱底部还设有油温控制装置,以避免低温时润滑油的黏度大流量变小而烧瓦事故的发生。

12.2 油水气管路系统

油水气管路系统指主要供机组使用的油水气的管路部分。

12.3 测量仪表管路系统

机组设置测量仪表管路系统以实现对机组各部位的监测。

12.4 地板扶梯栏杆

为方便水电站对机组的维护和检修以及运行人员的巡视,水轮机侧除在机组内设有扶梯和平台外,还在机组外的转轮室处设有可供检修、巡视导水机构与接力器的扶梯栏杆和平台。

12.5 安装工具

为方便水电站安装,制造厂提供一套方便适用的专用工具,其中包括座环下游侧支撑工具、导水机构的套筒及关节轴承起吊装拆工具、导水机构起吊翻身工具、主轴吊装和就位工具组、转轮叶片吊装工具、转轮室悬挂工具、水导轴承检修工具及水轮机安装的常规工具。

第7章 冲击式水轮机的结构设计

1 概述

仅利用水流动能做功一类的水轮机称为冲击式水轮机。冲击式水轮机主要有水斗式、斜击式、双击式三种。

(1) 水斗式水轮机 (见图 2.1-11)。一般适用于 300~1700m 水头, 单喷嘴比转速为 10~35m-kW, 水斗数为 20 个左右。最高效率稍低于混流式, 但负荷变化时效率曲线平坦。适用于高水头、小流量的水电站。其结构比高水头混流式水轮机简单, 它的尾水在大气中, 安装高程较高, 厂房不需要很大的开挖量。空蚀磨损轻, 易于维修。采用折向器、喷针双重调节, 延长喷针关闭时间可改善压力钢管的压力上升值。中小型多为卧式, 大型采用立式。

(2) 双击式水轮机 (见图 2.1-12)。一般适用于 50~80m 水头, 比转速为 30~150m-kW。适用于功率小于 1MW 的水轮机。结构简单, 制造容易, 使用范围较宽, 部分负荷时效率较高。

(3) 斜击式水轮机 (见图 2.1-13)。一般适用于 25~300m 水头, 比转速为 30~70m-kW。射流斜向射入转轮, 其性能与射流椭圆后移量、射流入射角、叶片数、叶片进水边形状、喷嘴与转轮间的距离及机壳形状等因素有关。结构简单, 效率比水斗式和混流式的低。适用于功率为 5MW 左右的小型水轮机。

冲击式水轮机根据主轴布置型式不同, 又可分为立轴式和卧轴式两种; 根据喷嘴数的不同, 又可分为单喷嘴和多喷嘴; 根据转轮数的不同, 又可分为单转轮和多转轮等。目前我国已运行的大中型冲击式水轮机中, 大多采用立轴水斗式多喷嘴单转轮的结构型式; 小型冲击式水轮机中, 通常采用卧轴水斗式结构型式。由于双击式和斜击式主要用于小型机组, 水斗式水轮机应用最广, 故冲击式水轮机主要介绍水斗式水轮机。

冲击式水轮机与混流式水轮机相比, 冲击式水轮机具有使用水头高、厂房开挖量小、效率曲线平坦、低负荷时调节性能好、维护方便、检修周期短等优点, 但也同时存在效率较低、单位转速低、机组尺寸大等问题。随着混流式水轮机技术的发展, 已具有在部分水头段替代冲击式水轮机的趋势, 在 500m 水头以下情况时, 应对冲击式和混流式进行技术经济比较。

冲击式水轮机选型参见本篇第 3 章中相关内容。

2 冲击式水轮机的总体布置及典型实例

2.1 总体布置

冲击式水轮机主要由引水钢管、机壳、喷管装配、转轮、主轴、轴承、仪表及管路、工具等部分组成。

合理布置引水钢管对减小水力损失, 缩小厂房面积和降低电站投资极为重要。机壳的作用是把从水斗排出的水引到尾水渠内。近年来大型冲击式水轮机均采用喷管与轴承支架不经机壳而直接埋设在基础内, 这时机壳受力比较简单, 可以用钢板焊成, 作为混凝土里衬。喷管的流量特性应具有良好的调节

性能, 大型冲击式水轮机通常采用全液压控制的直流内控式喷管, 具有较高的水力效率, 可布置在机壳内, 有利于缩小厂房平面尺寸, 改善厂房布置, 也利于检修时拆装喷管。

大型冲击式水轮机转轮通常采用不锈钢材料整铸或整锻。为了缩短转轮检修周期, 电站应备有备品转轮, 轮换更替待修理转轮。要求转轮具有良好的互换性, 转轮与主轴连接多数采用摩擦传动方式。当机组以不同喷嘴数运行时, 作用在水轮机导轴承的径向力变化很大, 要求轴承具有足够的刚度和承载能力。

冲击式水轮机通常采用喷针与折向器组成的单元协联双重调节机构, 由微机调速器控制, 电气反馈。当机组负荷大幅度减少时, 为避免压力钢管中产生较大的压力上升, 不许喷针快速关闭, 而要求折向器迅速切入射流避免机组转动部分产生较大的速率上升。

2.2 典型实例

图 2.7-1 为 6 喷嘴立轴冲击式水轮机剖面图, 水轮机型号: CJ610-L-263/6×24 设计水头: 595m 额定出力: 143.6MW; 额定流量: 27.0m³/s; 额定转速: 375r/min。

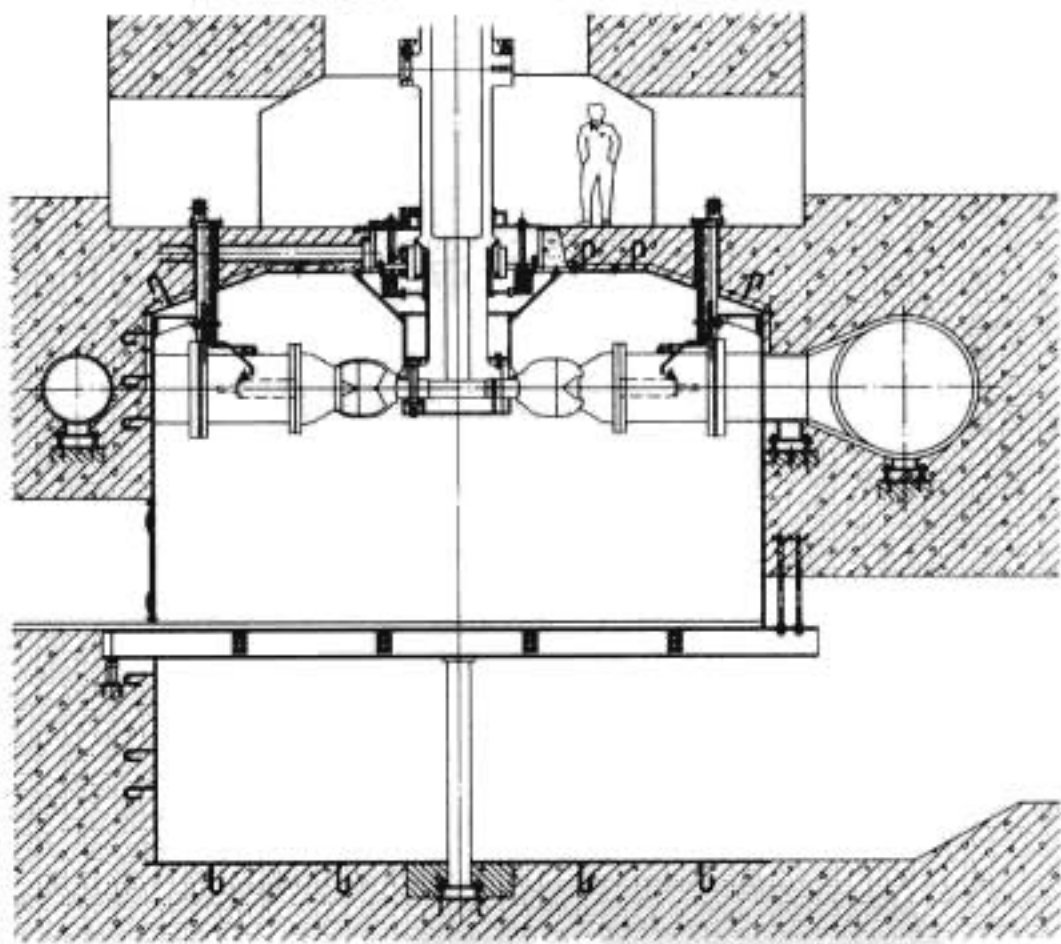


图 2.7-1 CJ610-L-263/6×24 冲击式水轮机剖面图

2.3 轴系稳定性计算

轴系稳定性计算参见本篇第 4 章中的相关内容。

3 配水环的结构设计

配水管的任务是将水流以最低损耗引向喷嘴。多喷嘴水轮机配水管的质量约占整个水轮机质量的 30%~40%, 因此, 确定配水管的最优尺寸和形状, 使之既要满足水力方面的要求, 又不使金属消耗量过大。配水管布置型式很多, 图 2.7-2 为立轴 6 喷嘴冲击式水轮机的配水管结构图。

为了使配水管在喷射机构入口前, 建立无旋涡的均匀流速场, 冲击式水轮机过流部件采用的水流速度, 相对混流式

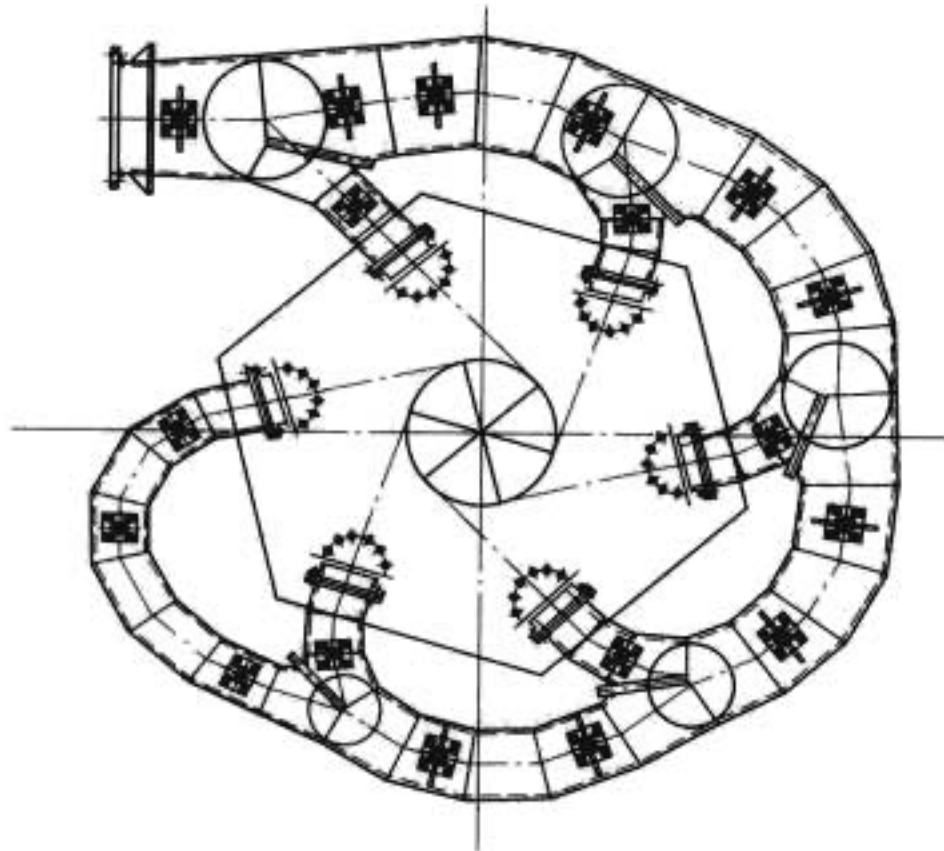


图 2.7-2 立轴 6 喷嘴冲击式水轮机的配水管结构图
水轮机低一些。配水管内流速按下式确定

$$v = k \sqrt{2gH}$$

式中： k 为流速系数， $k \leq 0.09$ ，水头较高时取小值； g 为重力加速度， m/s^2 ； H 为计算水头， m 。

流道断面尺寸确定原则：使其内水流的平均速度在所有断面上相同或在运动方向上有某些增加，在喷嘴附近，流道直径应为喷嘴出口直径 d_m 的 3~3.5 倍。

近年来，配水管通常都采用钢板焊接结构。配水管的设计和制造应符合压力容器规范的要求。配水管焊缝需进行无损检查，在工地全部组装后，按包括升压水头的最大水压的 1.5 倍作水压试验。在配水管分岔处，都要装置岔管。多喷嘴水轮机常用的带月牙板三岔管结构。三岔管受力较复杂，目前均采用有限元进行计算。配水管常用钢板材料牌号主要有 16MR、20G。大型机组常采用可焊性能好、屈服强度不大于 500MPa 的调质钢板。

4 机壳的结构设计

冲击式水轮机的机壳应确保将转轮中排出的、不再作功的水排往下游而不溅落在转轮和射流之上。机壳在很大程度上决定了水轮机的外形尺寸。由于水流排出条件完全不同，立式机组和卧式机组各采用不同类型的机壳。机壳的形状对

水轮机效率有一定的影响。因此，将机壳及其机构置于将要采用的水轮机整体模型中进行试验是非常必要的。

近代大型立轴冲击式水轮机普遍采用多边形机壳，它具有易于制造的突出优点。机壳主要由里衬、上盖、内盖等组成，机壳在工地组焊后埋入混凝土内。由于喷嘴与轴承作用力不经机壳直接传递到混凝土基础，机壳受力简单，实际只需设计为混凝土里衬结构。在某些电站中，为了避免水流对尾水渠的冲刷破坏，要求里衬一直延伸到尾水渠底板。内盖上部作为水轮机轴承的安装基础，内盖外壁为机壳流道的一部分。冲击式水轮机运行中，机壳内出现负压，为了避免机壳里衬的脱落，要求里衬外壁布置足够多的拉锚，并要求混凝土填充密实。

在机壳的下部装有平水栅，用于消除排水能量，防止排出的水冲刷尾水渠。平水栅同时作为检修平台，用于检修机壳内转轮、喷嘴、折向器等。平水栅具有足够刚度和强度，承受检修件和工具的重量。平水栅上还设有转轮转运车轨道，机壳上设有转轮运输门和进入门。

平水栅与转轮中心线的高度差 h 规定如下：

立式机组

$$h = \frac{B}{2} + (1.5 \sim 2)$$

式中： B 为水斗外侧宽度。

卧式机组

$$h = \frac{D_1}{2} + (1.5 \sim 2)$$

式中： D_1 为水斗节圆直径。

机壳设计应考虑水斗断裂时不能飞出机壳，以保护机壳外人和设备的安全。机壳用钢板焊接，常用材料为 Q235。平水栅可用钢板条焊成条状或格状网栅，栅距约 40~60mm。

在水轮机运行过程中，射流会带走大量空气，使机壳内形成部分真空。为保证从机壳外部将空气补入机壳内，通常考虑如下三种补气通道：

(1) 在机壳内喷嘴装配旁布置通风管与机壳外大气相连。

(2) 在顶盖上水导轴承油箱旁布置通风管与机壳外大气相连。

(3) 在尾水渠上方留有足够的空气通道。

图 2.7-3 为 6 喷嘴机壳结构图。

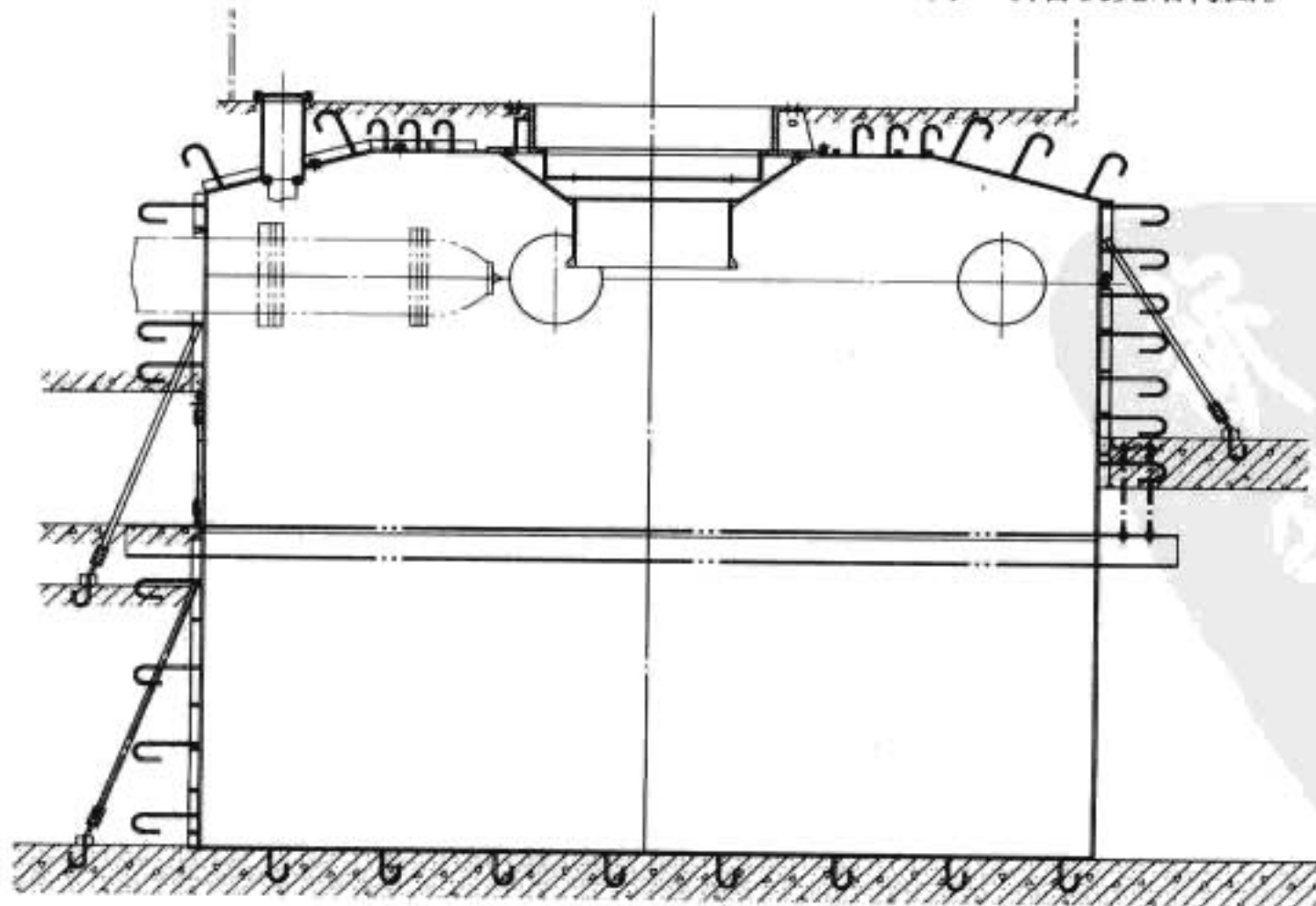


图 2.7-3 6 喷嘴机壳结构图

5 喷管部件的结构设计

5.1 喷管的结构设计

常见的喷管结构有弯曲喷管和直流喷管两种。弯曲喷管接力器位于配水管流道外，布置尺寸大，水力效率低，只用于中小型机组。大型冲击式水轮机通常采用全液压控制的直流内控式喷管。直流喷管主要由喷管、喷嘴、喷针、喷针接力器及回复机构等组成，喷针接力器位于喷管流道内，具有水力损失小、结构紧凑的特点。喷管一般为铸钢件，大型喷管也常用焊接结构。喷嘴的渐缩断面内，由于水流流速迅速增高，在喷嘴出口处会产生严重空蚀。喷嘴口环和喷针头常用不锈钢制造，对多泥沙水电站还应作喷涂碳化钨或其他表面处理。

喷嘴的流量特性及作用在喷针头上的水推力由模型试验确定，实际使用时按相似关系换算。通常在喷针接力器内设置平衡活塞或采用平衡弹簧，用于平衡作用在喷针头上的水推力，改善调整机构的工作条件。为了防止机组飞逸，始终设计成使喷针朝关闭方向运动。为了避免喷针突然关闭，引起压力水管内严重的水锤，在喷针接力器进油、排油通路上

装有节流片，限制喷针关闭速度。通常喷针全行程开启时间约为 10~15s，关闭时间约为 20~50s。

目前，喷针接力器回复机构基本都已采用电气回复，位移传感器通常布置在喷管内，也有通过机械连接布置在喷管外。

喷管应能承受最大水锤压力在内的内水压力，其设计压力不低于 1.25 倍机组运行最大水头。喷针接力器的容量，应满足在最低油压情况下，接力器所具有的总容量仍能充裕地在任何水头、输出功率和暂态条件下精确地控制、操作喷针的全开和全关行程。在水轮机设计中，通常根据水力试验给出喷针的行程与作用力关系曲线，确定喷针接力器的容量。

在多喷管机组中，当相邻喷管的偏流器在投入或过渡工况、飞逸工况下的高速射流会直接打在喷管上，喷管上应设坚固的挡水板保护喷管不受冲蚀，从挡水板反射出来的水流不应再冲到转轮上。

喷管应设计成便于在机壳内整体下拆，也应可方便地只拆偏流器、喷嘴、喷针头等零件而不拆卸喷管。图 2.7-4 为全液压控制直流内控式喷管结构图。

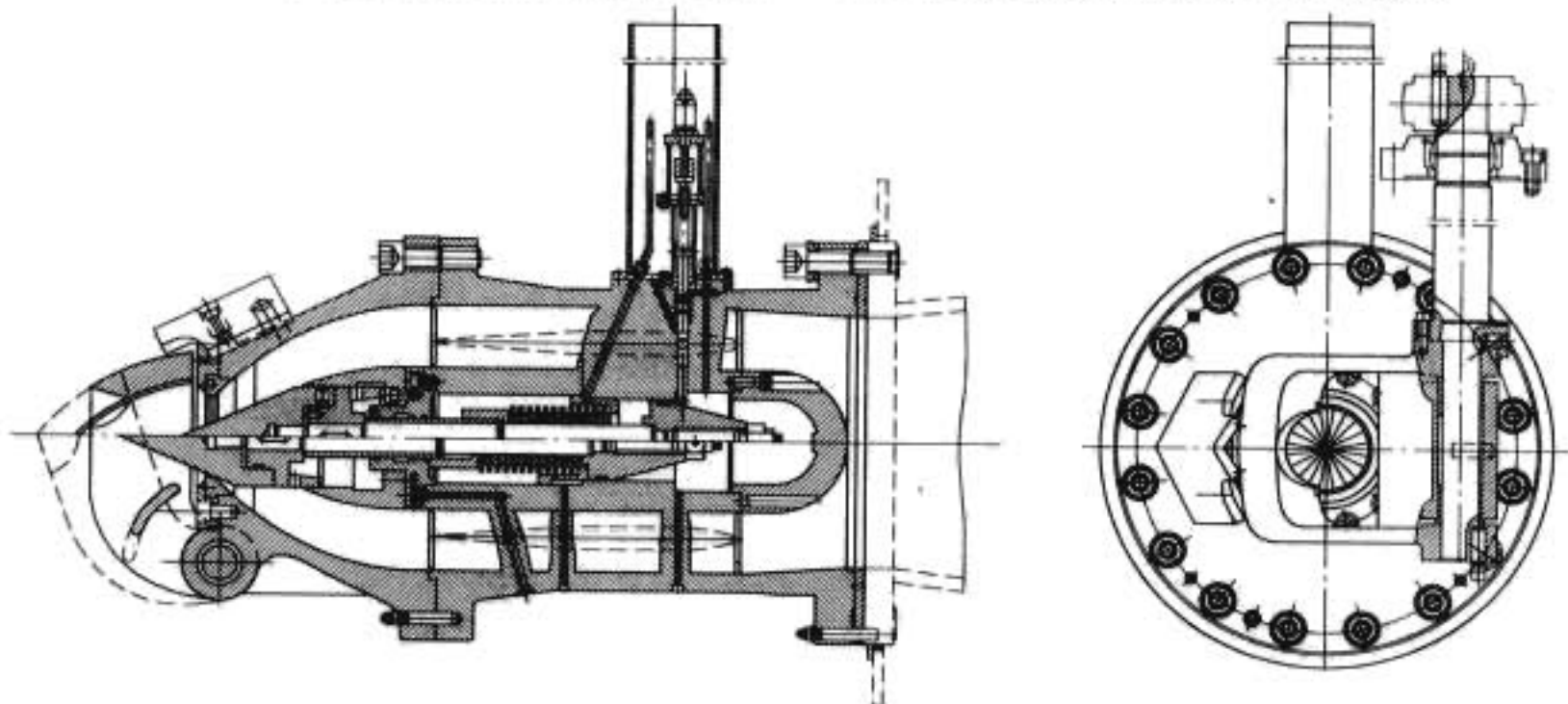


图 2.7-4 全液压控制直流内控式喷管结构图

5.2 折向器

折向器在机组甩负荷时，首先切入射流，改变水流流向，同时，喷针缓慢关闭。这种双重调节机构可避免机组产生过高的速度上升，又可降低引水钢管的压力上升。

折向器布置在喷嘴头外侧，紧靠喷嘴口。折向器可由各自独立的接力器操作，也有采用一个接力器通过连杆操作几个折向器。为了提高折向器操作可靠性，通常采用差压式接力器或带储能弹簧接力器，在操作油压丢失的情况下，储能弹簧使折向器动作，防止机组发生飞逸。要求折向器动作灵敏，通常应在 2~3s 内切除射流。

在近似计算时，折向器接力器的容量可按经验公式估算

$$C_2 = 0.11 \times 10^{-6} d_n^3 H_{\max} Z_0$$

式中： d_n 为喷嘴口直径，mm； H_{\max} 为最大水头，m； Z_0 为喷管数。

折向器由调速器独立单元控制。折向器除用于机组甩负荷防飞逸外，还可参与负荷大波动时的调节。在正常情况下，折向器位于全开位置；当机组突然减负荷引起转速上升时，折向器迅速关闭截断水流，当机组转速回复到正常值时，折向器则返回到全开位置。

5.3 制动喷嘴

水斗式水轮机都采用正的吸出高度，转轮在空气中旋转，不易停下来。为避免停机过程中转轮在低速下长时间旋转而损害滑动轴承，需要有较大的平稳而持续作用的制动力矩，在水斗式水轮机中通常设有制动喷嘴，如图 2.7-5 所示。按 5min 内完全停机的条件，计算喷嘴口直径为

$$d_n = 1.6 \sqrt{\frac{I_g}{D_1^2 \sqrt{H_{\min}}}}$$

式中： I_g 为机组转动惯量， $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ； D_1 为水斗节圆直径，m； H_{\min} 为最小工作水头，m。

当制动喷嘴的射流脉动频率与水斗的固有频率成倍数时，会引起共振。为此，除认真布置管道外，还应作频率计算和分析。

由于制动喷嘴射流对水斗疲劳寿命有影响，目前大型水斗式水轮机已普遍采用电气制动方案。在机组停机过程中，当转速降至额定转速的 50% 时，电气制动投入；当转速降至额定转速的 20% 时，机械制动投入，直至转速为零。

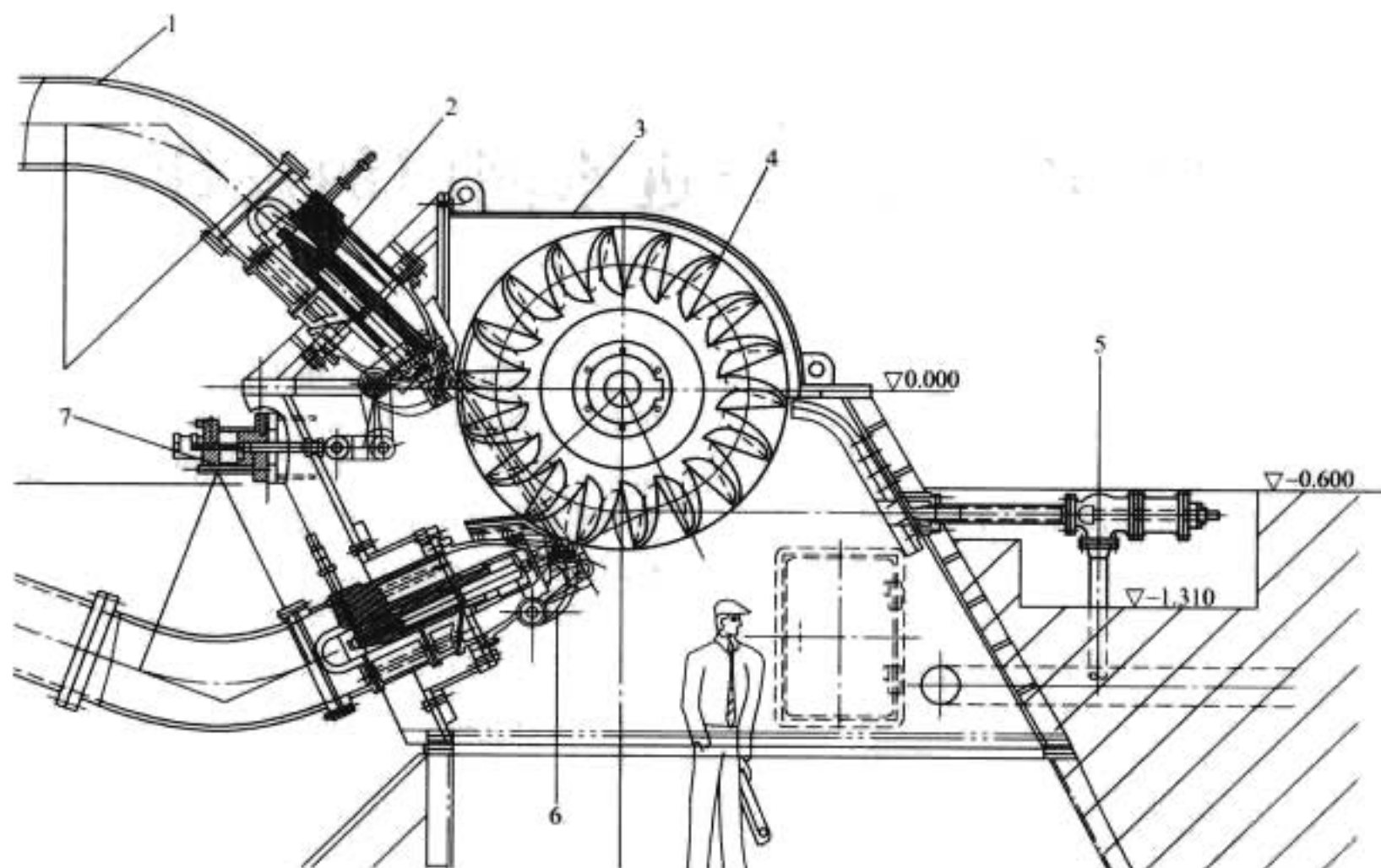


图 2.7-5 制动喷嘴布置图

1—进水管；2—直流喷管；3—机壳装配；4—转轮；5—制动喷嘴；6—折向器；7—折向器操作机构

6 转轮的结构设计

水斗式（切击式）水轮机转轮如图 2.7-6 所示。水斗式转轮由轮毂和 20~23 个沿圆周均布的水斗组成。近代大型冲击式水轮机基本都采用不锈钢整铸转轮。随着数控加工技术的进步，目前已有采用不锈钢整锻结构。轮毂与水斗锻成一体，水斗型线用数控机床加工。在某些机组设计中，也有采用机械把合式转轮和焊接组合式转轮。

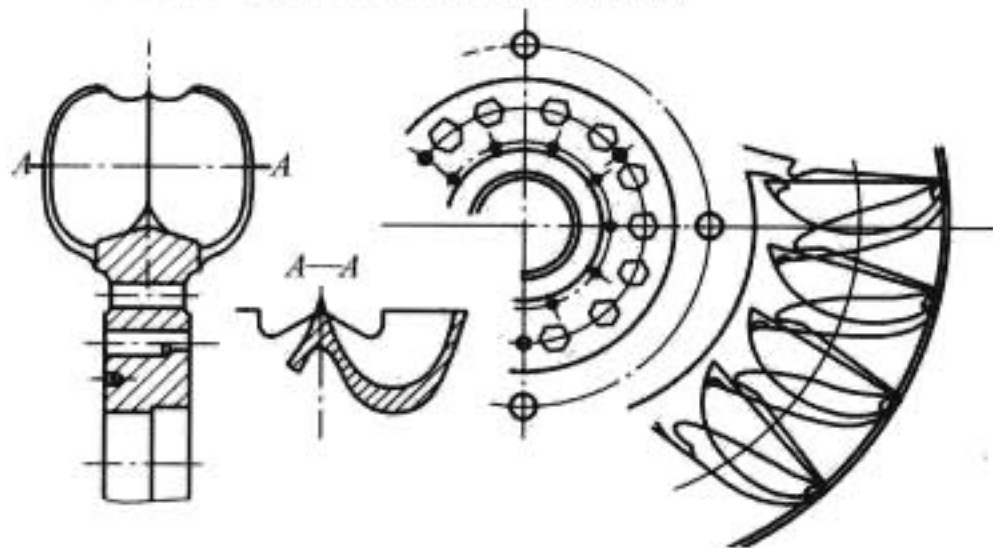


图 2.7-6 冲击式水轮机转轮结构图

水斗式转轮的材料主要由空蚀和强度条件决定。常用牌号为 ZG00Cr13Ni4Mo，采用电炉炼钢，VOD 或 AOD 精炼。

铸件按 CCH70-3 分区进行着色检查（PT）、磁粉检查（MT）、超声波检查（UT）及射线检查（RT）。水斗型线用样板检查，型线误差及表面粗糙度符合 GB/T 10969 的规定。转轮静平衡试验符合 ISO 1940/1 6.3 级的要求。

水斗根部主要承受水斗质量引起的不变的离心力及射流引起的、随水斗受水量变化的脉动弯曲应力。计算时要考虑水下疲劳的影响。一般，不锈钢铸造转轮要求 $[\sigma_m] \leq 30\text{MPa}$ 。

转轮水斗的型线必须与经过验收的模型转轮相似，实际尺寸按水斗宽度比放大。水斗背面型线应保证在正常转速下

水斗背面不和射流接触，水斗数应保证在正常转速下不发生射流漏损。

7 主轴设计

主轴设计参见本篇第 4 章中的相关内容。

8 主轴密封设计

由于一般情况下，冲击式水轮机转轮主轴没有漏水，所以主轴密封比较简单，无须详述。

9 导轴承

水斗式水轮机轴承必须设计成能承受任何运行工况，包括满负荷全部喷嘴投入、部分负荷部分喷嘴投入和任何一个单喷嘴投入，以及飞逸工况时的径向负载。

沿圆周均布的喷嘴作用在轴承上的径向力理论上等于零。实际上由于工艺上的误差等原因，任何时候都存在着不大的径向力。径向力的异常增长，可能是由于单个或几个喷嘴未能及时开启所致。以 6 喷嘴为例，最恶劣的情况是位于一侧的 3 个喷嘴全开，而另 3 个全关。不过这在实际的运行当中是极少可能发生的。作用在轴承上的径向力应考虑的最恶劣计算情况是一个喷嘴全开，其余喷嘴全关，即单喷嘴运行的情况。

导轴承详细介绍参见本篇第 4 章中的相关内容。

10 进气阀

为保证冲击式转轮在空气中运转，防止水轮机运行时又带走空气，在机壳内形成真空，需要在机壳上部通过进气阀不断注入空气。另外，当尾水位高于转轮位置时，需从进气阀补进压缩空气，使机壳水位下降到转轮以下，保证转轮在空气中运行。进气阀应是单向阀，要防止水从进气阀倒流出来。

第8章 水轮机进水阀门的设计

1 概述

水轮机的进水管道上一般都设有进水阀门,其安装位置取决于水轮机和引水管道在正常工况和事故状态下运行可靠性的要求,也取决于水电站水工建筑布置及整个水力枢纽的经济因素。

一般在水电站的进水口装设事故阀门(或快速闸门)和检修阀门,水轮机进水管为明管时应装设快速闸门。对于进

水管道较长的水电站,由于管道的充水和放空时间较长,可在水轮机前增设一个阀门,如图2.8-1所示,这样在事故情况下,装于水轮机前的阀门可比安装在引水管始端的阀门能更快地切断流向水轮机的水流,此外它还允许进行水轮机检修而无需排空引水管道。

另外,当几台水轮机共用一根进水管时,每台水轮机的前面分进水管上一般应装设一个阀门,以便一台机组检修时,不影响其他机组的正常运行。

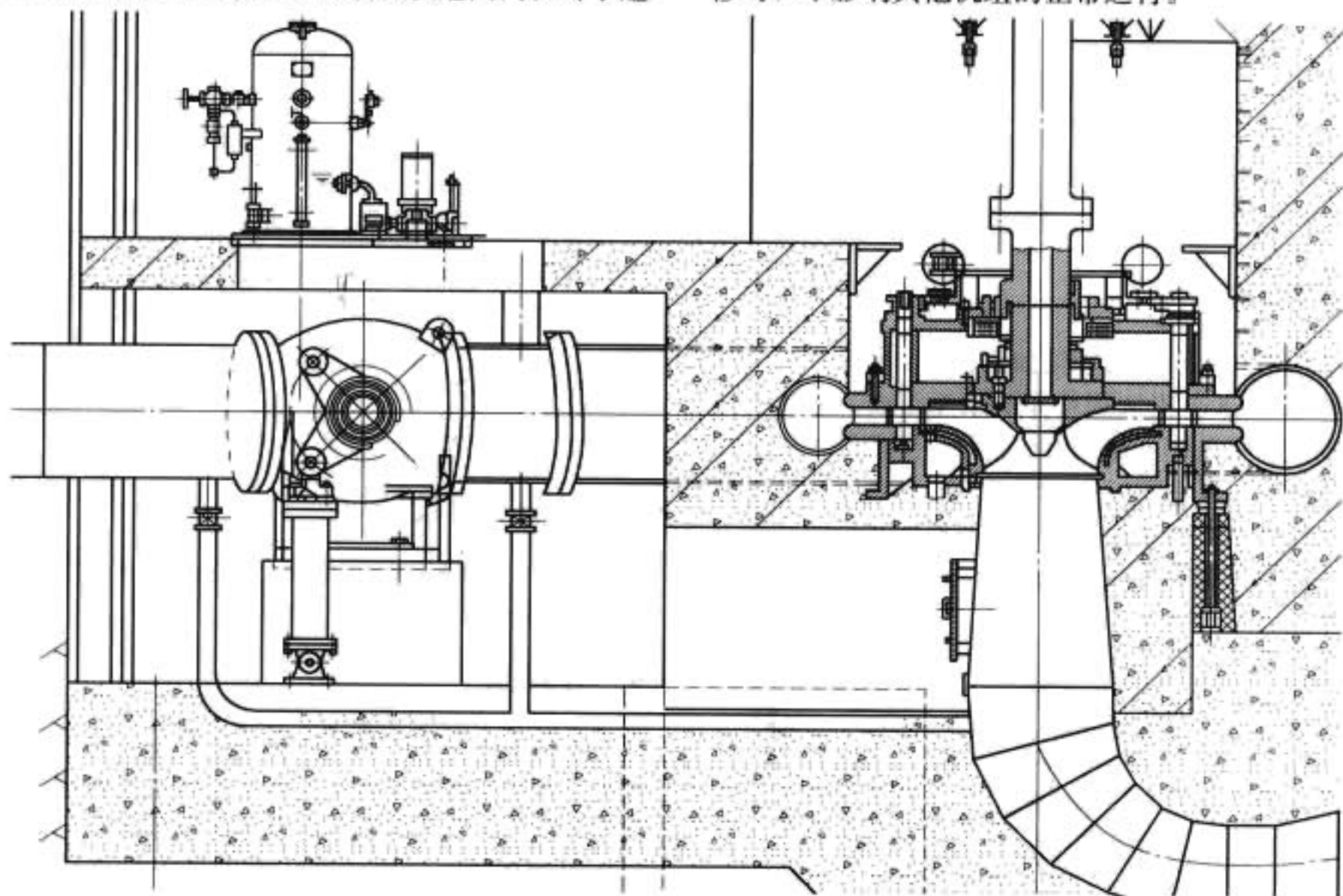


图 2.8-1 水轮机进水阀门的安装位置

有时为减小引水系统的压力上升,在水轮机蜗壳进水口的旁通管路上还装设空放阀,与水轮机导水机构联动;对于泥沙含量较大,且水轮机引水管道直径很大的水电站,为减小对水轮机过流表面的磨损同时减少水电站的成本,在水轮机的固定导叶与活动导叶之间装设圆筒阀。

1.1 作用

水轮机进水阀门的功用:机组或进水管检修时,静水关闭阀门,可靠切断水流;机组长期停机时,静水关闭阀门以减少导水机构的水流漏损和磨蚀;机组发生事故而导水机构失灵不能关闭时,紧急动水关闭阀门,切断水流以防止事故扩大。

阀门是机组和水电站的重要保护设备,因此对阀门的结构和性能有较高的要求:阀门要有足够的强度和刚度,能承受各种工况下的水压力和振动,而且不致有过大的变形;阀门的操作机构应能保证在发生事故的情况下,阀门能够自动紧急动水关闭,阀门的动水关闭时间一般不超过2min,最短时间取决于水轮机引水管允许的水锤值;阀门在全开位置

时应具有最小的水力阻力;阀门的位置只能停留在全开和全关位置,不允许停留在任何中间位置作调节流量用,也不允许在动水情况下开启,因为这样需要很大的操作力矩,同时也没有必要。

1.2 型号

水轮机常用进水阀门类型有闸阀、蝶阀、球阀和圆筒阀四种。本章主要讨论大、中型水轮机上常用的蝶阀、球阀、圆筒阀。

进水阀的编号包括3部分5个要素,各部分以“—”相连:第1部分为阀门的类型和承受的最高净水头(单位:m);第2部分为阀门的阀轴布置方式和操作方式;第3部分为阀门的公称直径(单位:cm)。

(1) 阀门的类型代号:DF——饼型、单板式、拱顶型蝶阀;PDF——平板型蝶阀;QF——双面密封球阀;TF——圆筒阀。

(2) 阀轴的布置方式代号:W——卧轴;L——立轴。

(3) 操作方式代号:Y——油压操作;C——水压操作;

D——电动操作；S——手动操作。

(4) 公称直径：蝶阀和球阀是指与上、下游压力水管相连处，阀体的通流内径（单位：cm），若两侧内径不相同，则取小值；圆筒阀是指与水轮机座环固定导叶上的导向板相配的筒体外径。

(5) 阀门型号标注示例：PDF200-WY-420 表示平板型蝶阀；QF540-WY-175 表示球阀；TF182-LY-935 表示圆筒阀。PDF200-WY-420 表示平板型蝶阀，最高净水头 200m，阀轴卧式布置，油压操作，阀门公称直径 420 cm。

闸阀、对夹式蝶阀及浮动球式球阀的型号编制按通用阀门国家标准执行。

1.3 水轮机进水阀门的特点及应用范围

1.3.1 蝶阀

蝶阀的优点是外形尺寸小，重量轻，结构简单，操作方便。缺点是活门刚性差，挠度大，密封不当，漏水量大，活门在水流中造成一定的水力损失。

一般情况下，蝶阀主要适用于低水头、大直径的水电站，蝶阀的最高使用水头不宜超过 240m；更高水头时，应与球阀和圆筒阀作选型比较。目前世界上已投运的蝶阀，最大公称直径为 10m，最高工作水头为 640m。

1.3.2 球阀

球阀的优点是活门刚性好，挠度变形小，密封性能好，活门全开时，活门的过水孔和管道内径一致，水力损失很小。缺点是球阀的外形尺寸较蝶阀大，重量也重，制造工艺复杂。

一般情况下，球阀主要用于高水头水电站，工作水头一般在 240m 以上；低于 240m 水头时，应与蝶阀和圆筒阀作选型比较。目前世界上已制成的球阀最大直径达 4.6m，已制成的球阀中最高工作水头达 1700m。

1.3.3 圆筒阀

目前世界上已制成的圆筒阀最大直径达 11m，已制成的圆筒阀中最高工作水头达 275m，已制成的带圆筒阀的机组的额定出力为 600MW。

圆筒阀的优点是操作灵活，启闭时间短，投入快，可频繁操作；关闭时密封性能好，可减少导叶漏水和减轻由此产生的磨蚀；阀体全开时，阀体下端与顶盖水面基本齐平，水力损失很小；圆筒阀重量轻，为蝶阀 1/2 左右，球阀的 1/4~1/5。圆筒阀最大的优点是没有单独的阀室，可明显降低水电站工程开挖投资，有的达到 10% 左右。缺点是圆筒阀在现阶段还不能完全替代蝶阀、球阀在管上使用的功能，并且关闭后一般不能维修水轮机、水轮机顶盖刚度减弱等。

圆筒阀目前已用于在中、低水头的混流式机组、中低水头的抽水蓄能机组上，水头低于 300m，转轮直径大于 1.4m。圆筒阀的工作水头一般在 400m 以下；高于 400m 水头时，水头高时应选用球阀。

1.3.4 闸阀

闸阀主要应用于中小型水电站。其特点是生产批量大，成本较低，同样管径的条件下，闸阀相对尺寸大、质量大，可靠性相对较差、抗磨性能差。

2 蝶阀

蝶阀一般安装在水轮机蜗壳前端，其过流净面积一般大于或等于蜗壳进口断面面积，一般取与钢管直径相同或小于压力钢管大于蜗壳进口直径。

蝶阀的直径按大中型水轮机进水阀门系列推荐标准为

1000、1250、1500、1750、2000、2250、2500、2800、3400、4000、4600、5300、6000mm 及新增 6500、7000、8000、9000、10 000mm。

蝶阀按阀轴的布置方式可分为立式和卧式两种，卧式较常用。

2.1 蝶阀结构

2.1.1 布置方式

蝶阀按阀轴的布置方式可分为立式和卧式两种，各有优缺点，现列举如下：

(1) 立轴蝶阀阀体的组合面大多在水平位置上，在电站安装中可以就地逐件装拆；卧轴蝶阀阀体的组合面大多在垂直位置，在电站安装中往往要在安装间装配好后，整体吊到安装位置，因此使电站的安装与检修较为复杂。

(2) 立轴蝶阀的下部轴承容易沉积泥沙，且很难防止，要定期清洗，否则下部轴承容易磨损，甚至引起活门下沉，影响封水性能。

(3) 立轴蝶阀的操作机构位于阀的顶部，有利于防潮和运行人员维护检修，但需要有一个刚度很大的支座固定在阀体上，下端轴承端部需安装推力轴承，以支承活门的重量，结构较为复杂。卧轴蝶阀的操作机构可以利用混凝土地基作基础，不需要支持活门的推力轴承，结构比较简单。

(4) 立轴蝶阀所占厂房面积比卧式蝶阀所占厂房面积略小。

(5) 卧式蝶阀的轴两侧由于上下高度不同的水压差产生净水力矩差，利用净水力矩差，可使接力器的操作容量减小一些，尤其是采用偏心蝶阀，效果更显著。

综合以上考虑，蝶阀在一般情况下宜优先选用卧式布置。

2.1.2 蝶阀本体结构

蝶阀本体结构部分由阀体、活门、轴承、密封、转臂、配重块、接力器、基础部件等组成。

蝶阀的型式根据活门的结构可分为菱形、铁饼形、平斜形、双平板形。通流式双平板蝶阀起源于 20 世纪 60 年代初，由于具有水力性能好、设计制造成本低、工作安全可靠等优点而逐渐取代其他型式的蝶阀，在大中型蝶阀中占据着主导地位，并在水电站得到了广泛应用。图 2.8-2 所示的 PDF152-WY-420 型蝶阀是卧轴双平板蝶阀的典型结构。

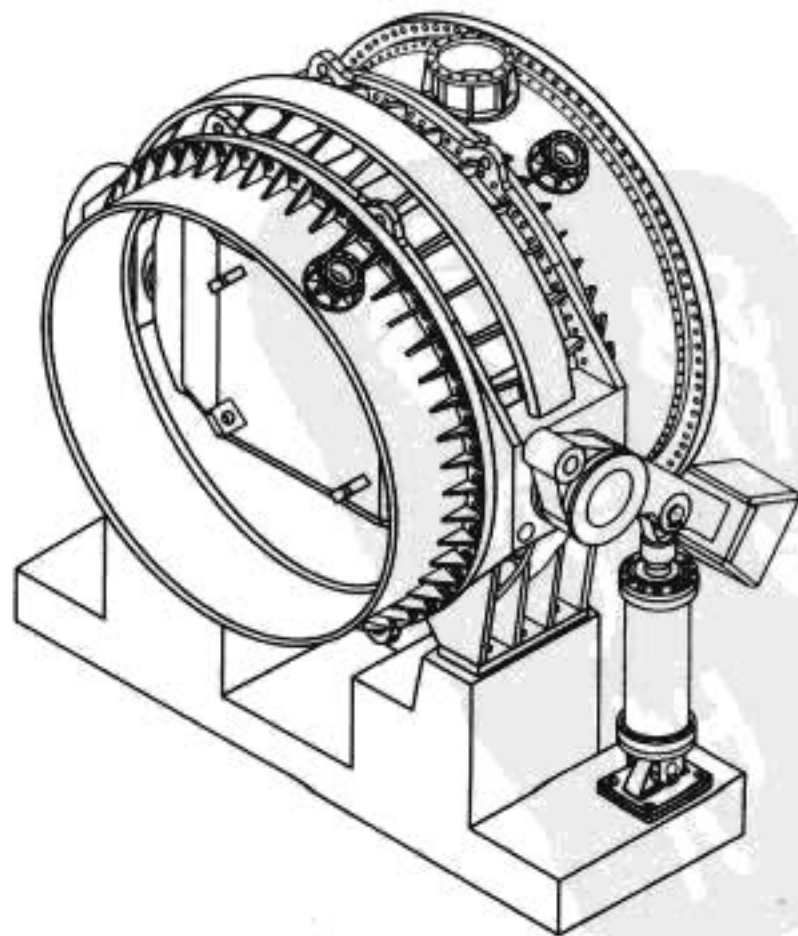


图 2.8-2 PDF152-WY-420 型蝶阀

阀体（见图 2.8-3）是蝶阀的主要部件，承受水压力，承受操作力和操作力矩，要有足够的刚度和强度。一般来说，阀体应设计成整体结构，这样阀体的刚度较好，取消了分瓣面密封，对活门主密封也大有好处；而受运输、制造、安装条件的限制，直径大于 4m 以上的阀体应设计成分瓣结构。小型阀体一般采用铸件，大、中型阀体一般采用焊接件。

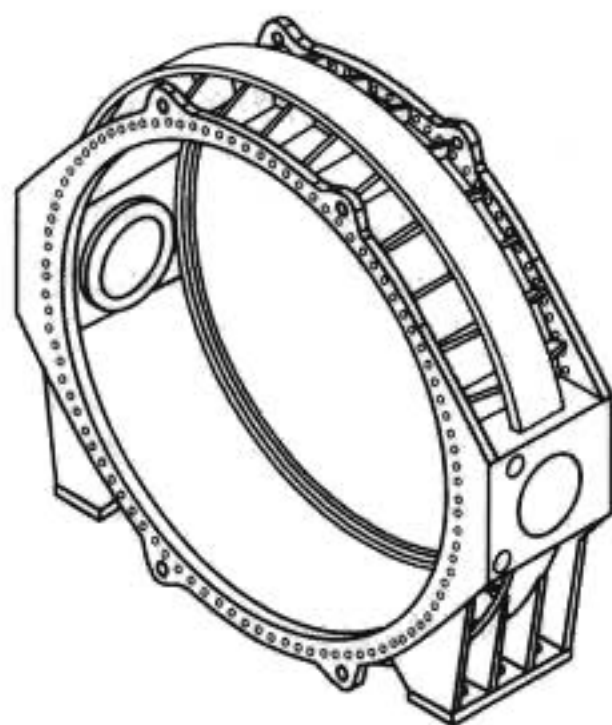


图 2.8-3 阀体

活门在全关位置时承受全部水压力，在全开位置时，处在水流中心，因此，活门（见图 2.8-4）应具有良好的强度、刚度和水力性能。偏心结构的活门具有水力自关闭特性，活门可以在机组紧急状态下，实现动水自关闭，保证机组安全。肋板与盖板的迎水面与出水面采用翼形设计，使活门获得良好的流态，避免活门在紊流中抖动，并保证全开时流阻系数不大于 0.15。活门轴插入活门孔后打销的连接方式，使销子传递扭矩。活门轴一般采用锻钢，活门一般采用钢板焊接。

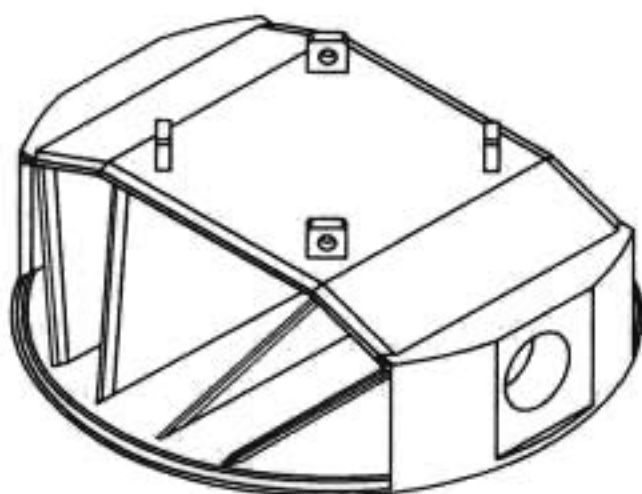


图 2.8-4 活门

轴承一般采用自润滑轴承。自润滑轴承大体分为镶嵌式、烧结式、高分子纤维式三类。

蝶阀的密封分为活门主密封和活门阀轴密封两部分。

活门主密封（见图 2.8-5）采用整圈实心橡胶密封结构，其密封紧量可以通过压板进行微调，可在不拆卸阀体的情况下检修或更换密封圈。在全关位置受水压力的作用，橡胶围带紧紧在密封座上，封住上游压力水。过去活门主密封采用空气围带密封结构时，双平板型活门大多布置在活门上游侧，铁饼型活门大多布置在活门中部，现在双平板型活门大多布置在活门下游侧，靠活门承压后的挠度变形来达到挤紧密封。

由于蝶阀水头较低，一般活门阀轴密封采用 O 型橡胶圈密封，近些年随着密封技术的提高，多采用 U 型或 V 型组合密封，已增加密封的寿命。阀轴与轴承和轴头密封接触表面做表面处理，增加阀轴的抗磨蚀能力，与活门的连接采

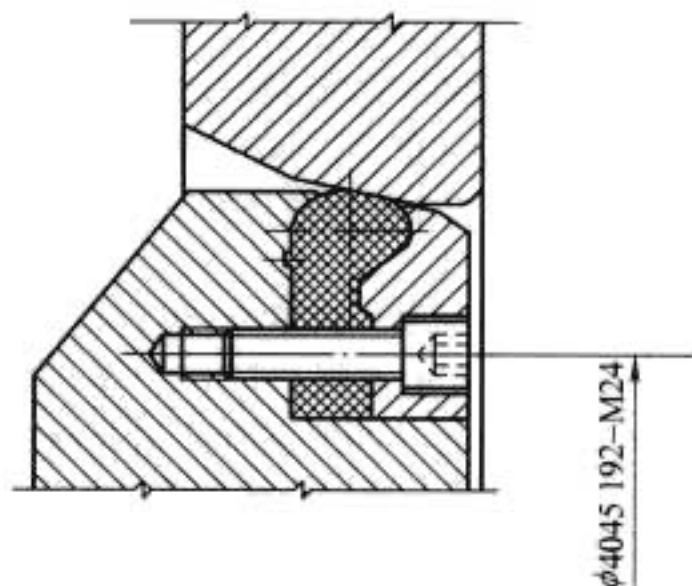


图 2.8-5 活门主密封

用切向圆柱销，轴瓦采用的是自润滑轴承。阀轴与转臂之间采用销套式连接方式。阀轴轴头处设有钢套，钢套外侧设两道密封，内侧设两道密封，一道接近阀体内圆，另一道在阀体外侧，防止泥沙进入轴瓦，既可保证钢套拆卸方便，又可保证活门转动灵活，封水可靠。

蝶阀接力器分环形接力器和摇摆直缸接力器两种。早期采用环形接力器，由于环形接力器加工与装拆维护难度大，现已基本不再采用。摇摆直缸接力器加工与装拆维护方便，现在已经基本取代了环形接力器。摇摆直缸接力器下部用铰链与地基连接，工作时随着转臂摆动，重锤通过螺钉把合在转臂上，为了适应缸体的摆动，接力器的进出油管在接力器本体附近采用高压软管或专门的供油装置。蝶阀的地脚承受蝶阀的全部重量和操作活门时传来的力和力矩，而不考虑承受作用在活门上的轴向水推力，该水推力应由上游连接钢管传到混凝土上。一般来说，大中型蝶阀采用双接力器，接力器分别布置在阀轴两端上，且在阀轴线的同侧，这样布置使蝶阀的阀轴和基础受力均匀，总体结构合理。小型蝶阀往往采用单个接力器。

2.1.3 蝶阀附属结构

除本体外，蝶阀还设有上游连接管、下游连接管、伸缩节、液压旁通阀、空气阀和排水阀。上游连接管与上游压力钢管通过焊接相连；下游连接管通过法兰把合与水轮机蜗壳相连；伸缩节设于蝶阀的下游侧，其作用是便于阀门的安装和拆卸，同时补偿由于温度变化、地基下沉不均等原因造成的钢管变形；旁通阀的作用是当活门开启前，使活门上下游侧的压力达到平衡；空气阀的作用是当钢管充水时排气，钢管排水时进气；排水阀通常用于钢管的排水。

2.2 蝶阀操作的方式、控制机构的组成部分及控制原理

在正常情况下，蝶阀通常是通过油压操作接力器来动作，蝶阀操作的方式为：

（1）开阀时，活门上下游侧先通过旁通阀进行注水平压，平压后在静水中实现开启。

（2）蝶阀正常关阀情况是静水关阀，即先停机，活门通过接力器的油压和重锤在静水中实现关闭，密封水流，如果此时蝶阀接力器失去油压，可恢复压力后操作关闭或通过重锤的力矩、活门的偏心力矩直接关闭。

（3）蝶阀非正常关阀情况是动水关阀，即当导水机构失灵机组无法正常停机时，强迫启动蝶阀切断水流。

（4）在事故情况下，即导水机构失灵机组无法正常停机，同时蝶阀接力器又恰好失去油压，这时蝶阀可以通过重锤的力矩、活门的偏心力矩及动水力矩在动水中实现紧急关闭。

（5）蝶阀在动水关阀后应做仔细全面检查，在确认工作

正常后方可重新使用。

蝶阀的控制机构主要包括控制柜、自动化元件,同时还设有一套提供给蝶阀和旁通阀的操作压力油的油压装置。控制柜包括机械液压部件和电气控制组件,分层装设,控制柜一般采用 PLC 对蝶阀及其附属设备(锁锭及旁通阀)进行自动控制。自动化控制元件主要包括电磁配压阀、四通滑阀、差压变送器及限位开关等,一般除限位开关外的自动化控制元件都装于控制柜中。

蝶阀的开启过程一般如下:

- (1) 开启条件是导叶全关,机组无停机信号,蝶阀无关闭信号,蝶阀锁锭已拔出。
- (2) 发出开启蝶阀信号。
- (3) 通过动作电磁配压阀开启旁通阀进行平压。
- (4) 平压后差压变送器发出信号。
- (5) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀开启蝶阀。
- (6) 蝶阀开启至全开位置,全开位置限位开关发出信号。
- (7) 通过动作电磁配压阀关闭旁通阀。
- (8) 蝶阀开启过程结束。

蝶阀的关闭过程一般如下:

- (1) 发出关闭蝶阀信号。
- (2) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀关闭蝶阀。
- (3) 蝶阀关闭至全关位置,全关位置限位开关发出信号。
- (4) 通过动作电磁配压阀投入蝶阀液压锁锭并发出投入信号(如果设有液压锁锭装置)。
- (5) 蝶阀关闭过程结束。

3 球阀

球阀一般安装在水轮机蜗壳前端,其公称直径一般等于压力钢管直径。

球阀的直径按大中型水轮机进水阀门系列推荐标准为 500、650、800、1000、1300、1600、2000、2400mm 及新增 2500、2800、3000、3400、3500、4000、4600mm。

按阀轴的布置方式可分为立式和卧式两种,卧式较常用。

球阀型式按阀体结构可分为沿轴线垂直对称分瓣球阀、大小分瓣球阀、斜分瓣球阀、沿水流方向垂直分瓣球阀、整体球阀。

3.1 球阀结构

3.1.1 布置方式

在一般情况下宜优先选用卧式布置,理由与蝶阀基本相同。

3.1.2 球阀本体结构

球阀本体结构基本与蝶阀相同,由阀体、活门、轴承、密封、转臂、配重块、接力器、基础部件等组成,典型结构如图 2.8-6 所示。

球阀阀体结构一般有大小分瓣[见图 2.8-7(a)]、沿轴线垂直分瓣[又称对称分瓣,见图 2.8-7(b)]、沿水流方向垂直分瓣(图 2.8-6)、斜分瓣[见图 2.8-7(c)]、整体结构五种型式。阀体的材料一般为铸钢或钢板焊接结构。

大小瓣型阀体的分瓣面避开了阀轴处,能够避免由于阀轴处密封与阀体分瓣面处密封黏结不好而产生漏水的问题。大小瓣型式通常用于大型球阀,阀轴和活门必须是装配式的,否则无法装入阀体。

斜分瓣型阀体的优点与大小瓣型阀体基本相同,只是斜分瓣型通常用于中小型球阀,阀轴和活门可以为整体结构。

对称分瓣型阀体通常用于小型球阀,阀轴和活门为整体结构,加工和装配比较简单,但由于阀体分瓣面在阀轴中心线上,阀轴处易漏水。

阀体还可以作成整体结构,两半阀体在活门装入后焊接成整体,然后与活门同加工,由于阀体是不可拆卸结构而且加工较为复杂,受运输条件和加工条件的限制。

球阀活门一般有装配式结构、锻铸焊结构、整铸结构三种结构型式。装配式结构是阀轴与活门通过螺栓连接成一体。锻铸焊结构是将锻造的活门轴与铸造的活门分别加工后焊在一起,此种结构通常用于尺寸较大的球阀活门。整铸结构是将活门和阀轴整铸为一体,此种结构一般用于尺寸比较小的球阀活门。

球阀的密封分活门主密封和活门阀轴密封两部分。活门主密封装置有两种,即工作密封与检修密封。

检修密封位于球阀上游侧进口位置,检修密封结构为环状不锈钢制的密封环,在活门上也制作一个密封面与检修密封相接触,该密封面焊有不锈钢材料或在活门上把合上一个不锈钢密封座与检修密封相接触。检修密封环的动作靠水压或油压实现。正常情况下检修密封为常开状态,只有当需要检修工作密封和轴头密封时,检修密封才投入工作。

工作密封一般位于球阀下游出流侧,早期生产的球阀工作密封一般采用密封盖结构型式。结构复杂,笨重,活门和密封盖护圈之间的间隙容易堵死,造成密封盖动作失灵,球阀关闭困难。现在球阀的工作密封与检修密封一样采用密封环结构形式,其两侧的结构相同,由活动密封环和把合在活门上的固定密封环组成(见图 2.8-8),活动密封环可以用上游压力水或压力油来操作。密封环型式大体有 T 形密封、L 形密封和弹形金属密封三种。

轴头密封与蝶阀类似,一般采用 V 型密封圈、轴用回转方型密封圆圈或者 O 型密封圈,如果球阀阀体分瓣面不

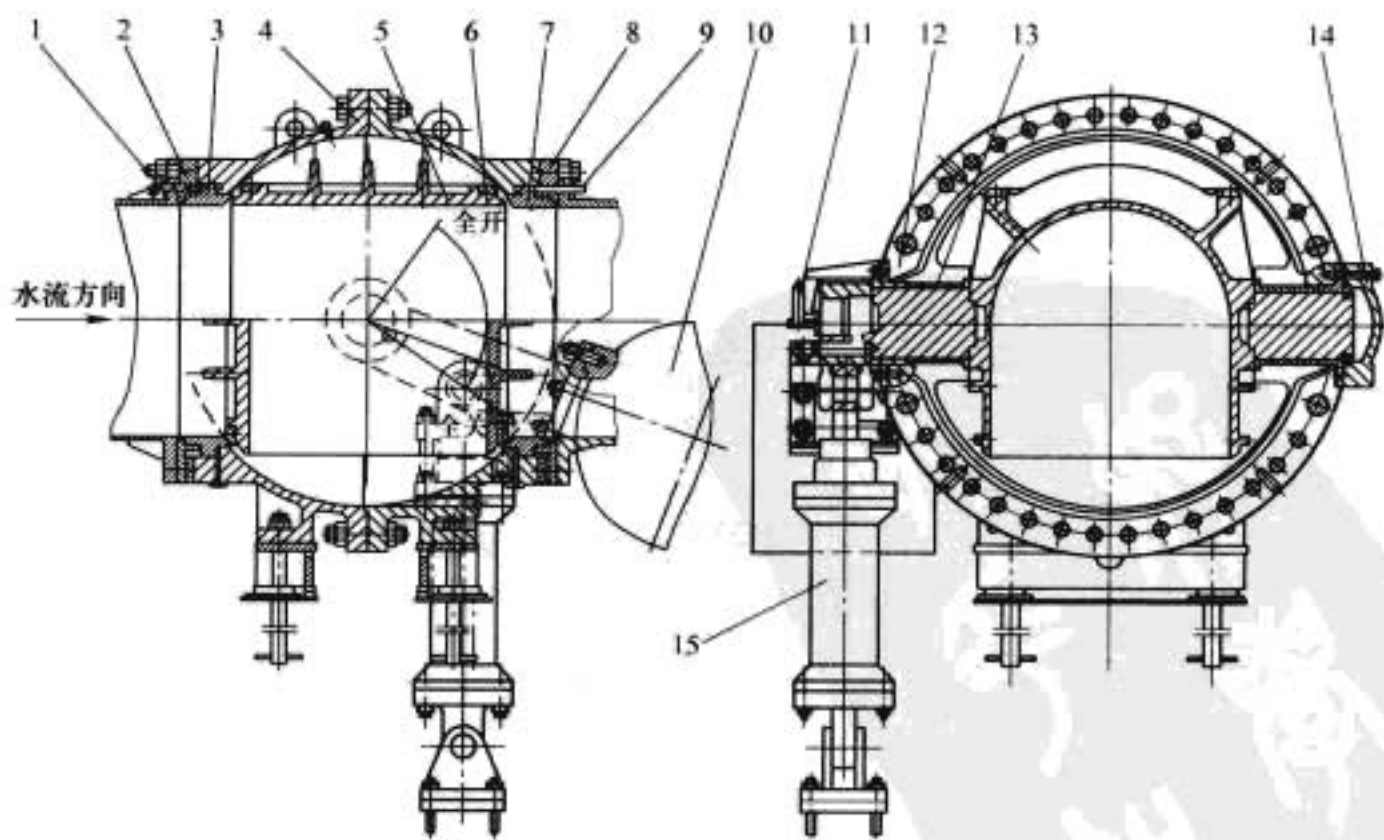


图 2.8-6 重锤式直缸接力器操作的球阀

- 1—检修密封手动锁定; 2—上游导环; 3—上游密封环; 4—阀体; 5—活门; 6—封水环;
7—下游密封环; 8—下游导环; 9—工作密封行程开关; 10—重锤; 11—接力器行程
限位指示装置; 12—轴头密封; 13—轴瓦; 14—端盖; 15—摆式直缸接力器

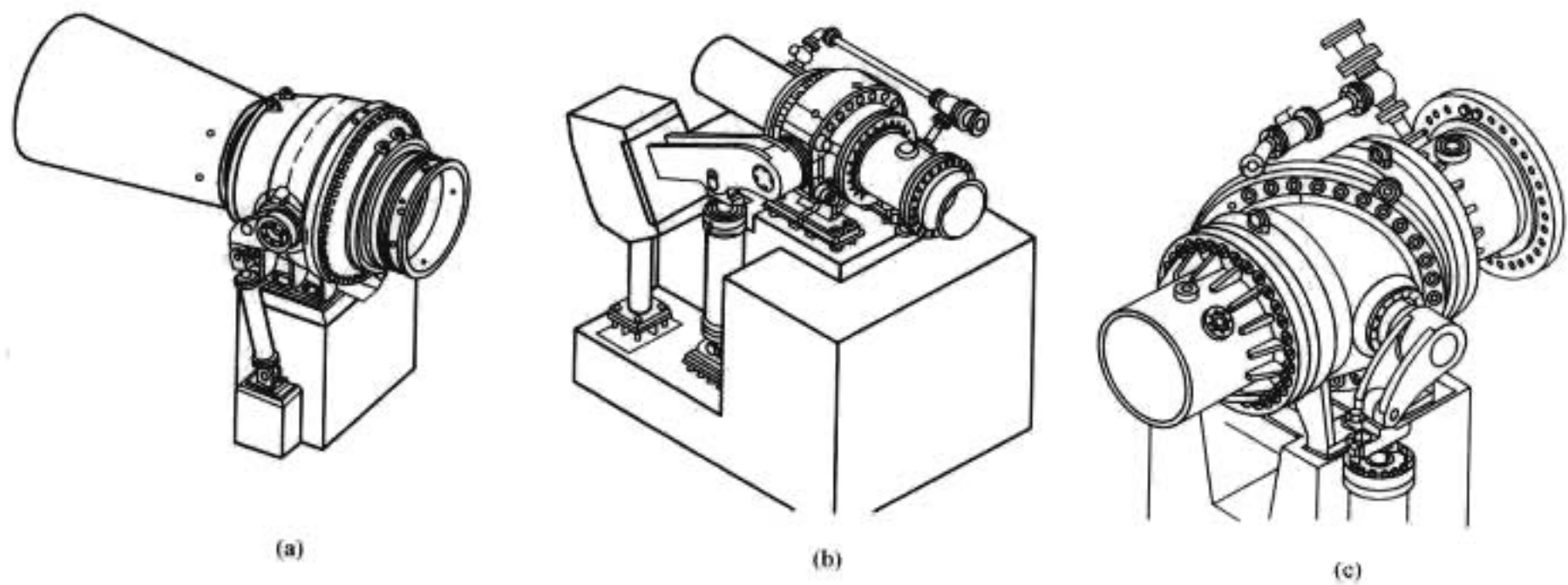


图 2.8-7 几种典型球阀分瓣结构示意图

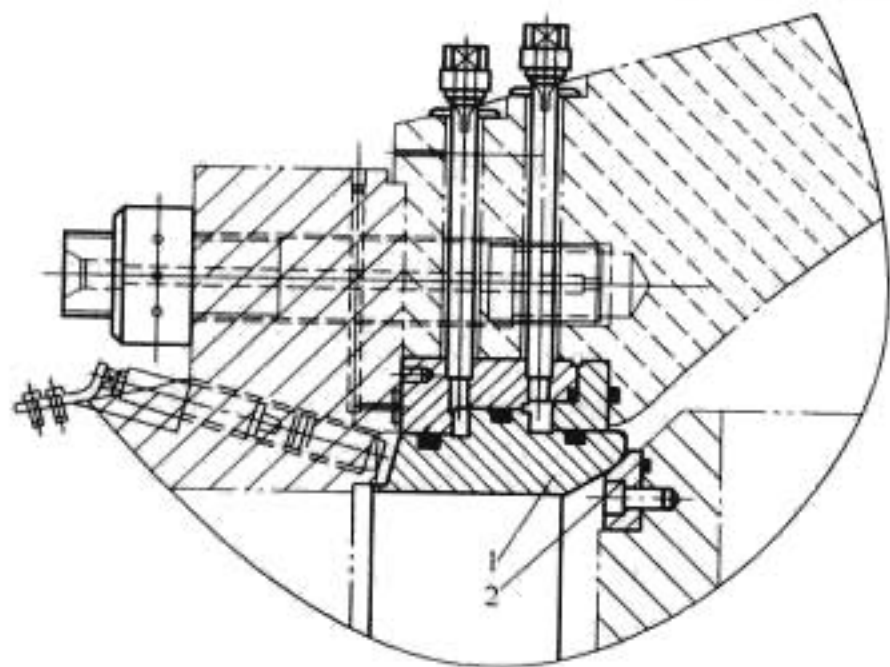


图 2.8-8 球阀密封环结构

1—活动密封环；2—固定密封环

通过轴孔，则三种密封型式都具有较好的效果。轴头处轴瓦以前通常采用铸锡青铜轴瓦，此种轴瓦需要在轴头处布置油杯润滑瓦面。现在一般都采用具有自润滑能力的轴套，如聚甲醛钢背复合轴套、镶嵌式轴套、烧结式轴套、高分子纤维

轴套等。

球阀接力器及其连接与蝶阀基本相同。

3.1.3 球阀附属结构

球阀附属结构与蝶阀基本相同。

3.2 球阀操作的方式、控制机构的组成部分及控制原理

球阀主密封的操作通常通过水压或油压来实现，水压取自上游连接管，油压取自球阀的油压装置，工作密封采用自动控制，检修密封采用手动控制。球阀活门的正常操作和事故情况下的动水紧急关闭通常通过接力器的油压来实现，由于通过重锤来实现动水关闭，重锤的重量需要很大，一般球阀不设机械式重锤，如果水质允许的话，球阀接力器的关闭腔通过压力水来操作，压力水取自球阀上游连接管，这样通过液压重锤来代替机械式重锤，保证球阀在机组事故情况下能够实现动水紧急关闭。

球阀的控制机构与蝶阀基本相同，只是增加了对检修密封的确认和对工作密封的操作。图 2.8-9 为球阀液压控制系统图。

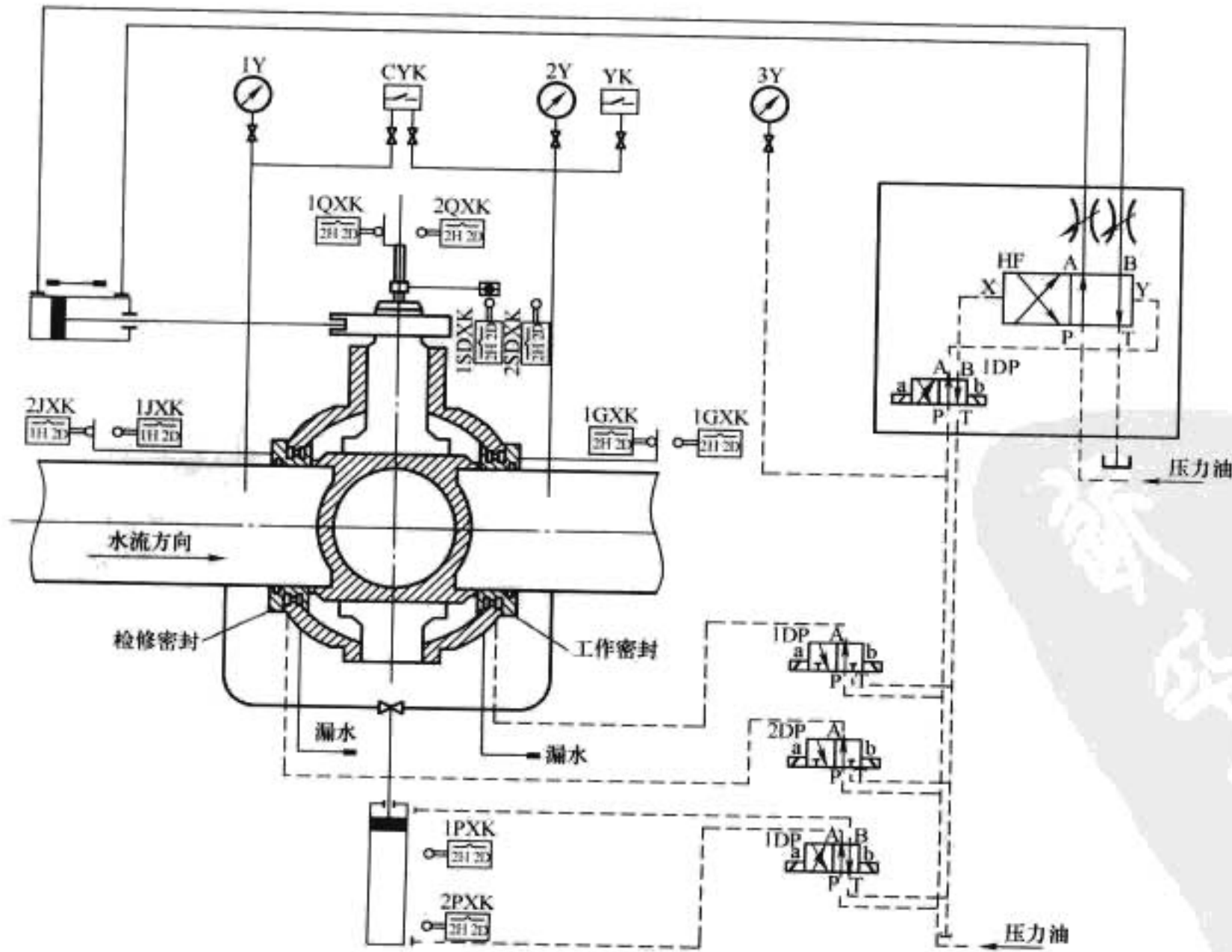


图 2.8-9 球阀液压控制系统图

球阀的开启过程一般如下:

- (1) 开启条件是导叶全关, 机组无停机信号, 球阀无关闭信号, 球阀锁锭已拔出, 检修密封已撤出。
- (2) 发出开启球阀信号。
- (3) 通过动作电磁配压阀开启旁通阀进行平压。
- (4) 平压后差压变送器发出信号。
- (5) 撤出球阀工作密封, 限位开关发出撤出信号。
- (6) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀开启球阀。
- (7) 球阀开启至全开位置, 全开位置限位开关发出信号。
- (8) 通过动作电磁配压阀关闭旁通阀。
- (9) 球阀开启过程结束。

球阀的关闭过程一般如下:

- (1) 发出关闭球阀信号。
- (2) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀关闭球阀。
- (3) 球阀关闭至全关位置, 全关位置限位开关发出信号。
- (4) 投入工作密封, 发出投入信号。
- (5) 通过动作电磁配压阀投入球阀液压锁锭并发出投入信号 (如果设有液压锁锭装置)。
- (6) 球阀关闭过程结束。

4 圆筒阀

圆筒阀布置在水轮机活动导叶与座环固定导叶之间。在机组停机时, 圆筒阀处于关闭状态, 圆筒阀阀体下落处于座环固定导叶与活动导叶之间, 上端紧压布置在顶盖上的密封条, 下端紧压布置在座环上的密封条, 从而达到截流止水的作用。在机组要开启时, 首先开启圆筒阀, 将圆筒阀阀体提升到座环上环与顶盖形成的空腔内, 阀体底面与顶盖下端面齐平, 不干扰水流流动。

在正常开机工况下, 先开启圆筒阀, 然后开启活动导叶; 在正常关机工况下, 先关闭导叶, 然后关闭圆筒阀。

圆筒阀的主要组成部件有阀体、接力器、同步机构、密封等。图 2.8-10、图 2.8-11 是国内外投运的两种圆筒阀的典型结构。

4.1 圆筒阀直径的选择

当圆筒阀装在水轮机座环固定导叶与活动导叶之间时, 应使圆筒阀阀体的最小内径要大于活动导叶最大可能开度的外径, 圆筒阀的外径要小于座环固定导叶上的导向条的内径。

圆筒阀的直径无标准可言, 但考虑到安装, 一般来说, 圆筒阀应使用在较大尺寸的水轮机上。

4.2 圆筒阀的分类

以圆筒阀操作方式划分, 圆筒阀可分为油泵操作的圆筒阀、直缸

接力器操作的圆筒阀; 以圆筒阀同步方式划分, 圆筒阀可分为机械同步的圆筒阀、电液同步的圆筒阀。

早期的圆筒阀为油泵操作的圆筒阀, 后来又发明了一种新的操作方式, 直缸接力器。油泵操作与直缸接力器操作比较, 所需要的油压设备约大一倍。另外, 采用油泵操作时, 筒体的运动基本上不受水力的影响, 是匀速的, 不具备自关闭能力。而直缸接力器操作在动水关闭时筒体的运动速度取决于作用在筒体上的动水力。

早期的圆筒阀为机械同步的圆筒阀, 在每个接力器丝杆顶端装上链轮, 将每个链轮用链条连接起来, 使每根丝杆的旋转速度一致, 从而使每个接力器提升杆与筒体接触点的上升或下落速度一致。而现在的圆筒阀为电液同步的圆筒阀, 是在每个接力器提升杆内装上一只精度较高的位移变送器, 将每个提升杆的位移传送到计算机进行比较, 对相对位移差别大的接力器进行油压调控, 使其每个接力器达到同步。

4.3 圆筒阀的结构

圆筒阀由筒体、操作机构、同步机构三大部分组成。

筒体布置位置必须大于导叶剪断销剪断后导叶与限位块相碰时导叶的外切圆尺寸, 筒体高度应大于导叶高度。筒体厚度应满足: ①全关时能承受外侧的最大水压力; ②具有足够的强度和刚度, 能承受关闭末端被异物卡住时所产生的不平衡操作力与周围水压力的联合作用。

筒体尺寸超过运输条件许可范围时, 筒体一般应分为两瓣, 采用螺钉连接, 销钉定位, 并在分瓣面的四周开有 U 形坡口, 工地组合后焊在一起, 这样既增加了分瓣面的连接强度, 又起到了密封作用。

在筒体的全开和全关位置均设置有密封, 密封多采用进口的氯丁橡胶密封条, 用不锈钢压板和螺钉将密封条压在顶盖和底环上, 筒体相对应密封接触部位也镶焊了不锈钢板。为防止筒体上、下运动时受水力冲击而产生大的晃动, 在固定导叶尾端镶焊有青铜或不锈钢导向板, 与导向板位置相对应的筒体上也镶有不锈钢板或青铜, 起防锈蚀作用。

圆筒阀操作机构有两种。一种采用油泵, 用于机械同步机构; 另一种采用直缸接力器, 用于电液同步系统。链条传动的机械同步机构由于在同步精度、运行噪声及维护方面都存在不足之处, 近些年来已被电气液压同步系统所代替, 与机械同步相比, 电液同步的同步精度大大提高, 操作方便, 同时在运行噪声及维护方面也是前者所无法比拟的。圆筒阀的电液同步系统由液压控制部分和电气控制部分共同完成。具体动作原理如下:

在圆筒阀上升过程中, 每个接力器顶端的磁滞传感器实时地将接力器的位置信号反馈至计算机, 由计算机不断的比较各个接力器的位置读数, 确定活塞水平位置最低的接力器的位置

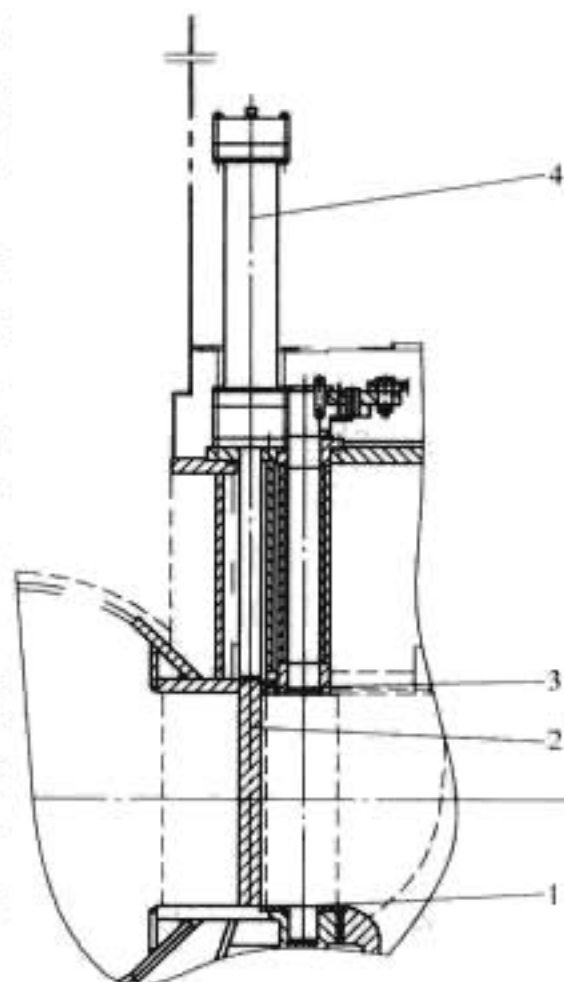


图 2.8-11 电液同步圆筒阀
1—圆筒阀下密封; 2—筒体;
3—圆筒阀上密封; 4—接力器

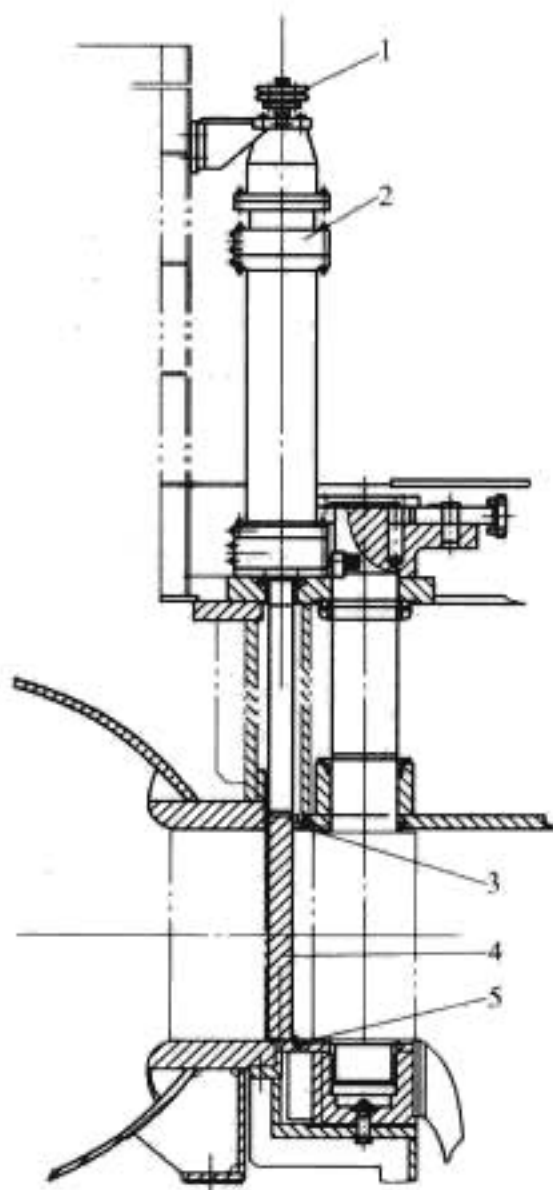


图 2.8-10 机械同步圆筒阀
1—同步机构及指示装置; 2—接力器操作机构; 3—圆筒阀上密封;
4—筒体; 5—圆筒阀下密封

作为基准位置（下降过程中也如此）。然后分别将其他接力器的位置与之相比较，差值再与允许误差曲线相比较，若某个接力器的位置偏差超过允许偏差的30%时，微调电磁阀励磁，将该接力器下腔的油适量排入回油箱；当位置偏差超过允许偏差的70%时，粗调电磁阀励磁，将该接力器下腔更多的油排入回油箱。通过排油，使得该接力器上升速度减缓，与其他接力器运动速度渐趋一致，从而保证各个接力器上升过程中的同步。圆筒阀下降过程中的电气同步原理与此相同。

圆筒阀在运动过程中，一旦某个接力器的位置偏差超过了允许偏差，圆筒阀控制系统将发出指令，停止其原方向的运动，使圆筒阀向相反的方向运动6s，以消除发卡现象。若发卡现象消失，圆筒阀将继续按原始方向运动，若发卡现象未消失，圆筒阀将向相反方向再运动6s。若发卡现象消除，圆筒阀将继续按原始方向运动，若发卡现象仍未消除，圆筒阀将停止运动，同时发出发卡报警信号。

5 进水阀的附属设备

5.1 旁通阀

旁通阀一般为液压操作的针形阀，装于阀门两侧连接管和伸缩管上，阀门正常开启前先打开旁通阀，将活门上游侧的压力水引入活门下游侧，待两侧压力趋近平衡时再开启活门，图2.8-12为旁通阀典型结构。由于抽水蓄能机组球阀在活门开启前的平压是通过打开其主密封来实现的，因此有的抽水蓄能机组的球阀不设旁通阀，但蝶阀必须设旁通阀。

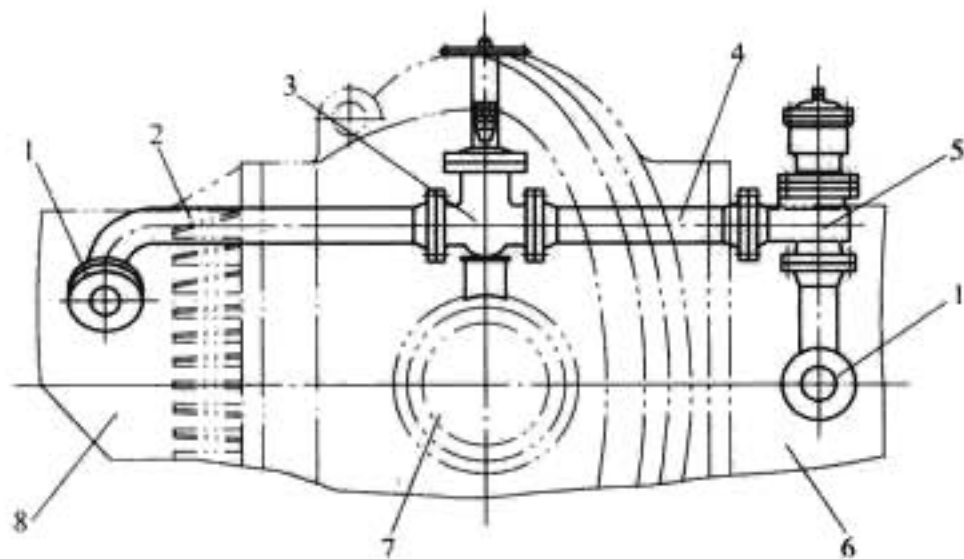


图 2.8-12 球阀用旁通阀

1—旁通阀座；2—旁通管 1；3—检修用手动闸阀；4—旁通管 2；5—液压阀（或针形阀）；6—伸缩节；7—球阀；8—连接管

在一般情况下，混流式水轮机旁通阀的直径可近似取压力钢管直径的1/10，水斗式水轮机旁通阀的直径可近似取压力钢管直径的1/15。

5.2 伸缩节

伸缩节装在阀门的上游或下游侧，使阀门能沿管道方向移动一定距离，以便于阀门的装拆。图2.8-13为一典型的伸缩节结构。伸缩节一般由法兰、密封、密封压板伸缩管等组成。在与密封相接触处的伸缩管，一般采用不锈钢板卷制而成。有些伸缩节分瓣结构，即伸缩节法兰、密封压板和伸缩管均为分瓣结构，法兰和密封压板采用螺栓把合。伸缩管在分瓣面处开有焊接坡口，工地连接成整体后再焊接为一体。此种伸缩节主要用于因受运输条件限制的大型蝶阀上。伸缩节的结构种类较多，应根据具体的要求与经验来选定结构型式。

5.3 连接管

连接管装设在伸缩节的对侧，将阀门与上游或下游的压

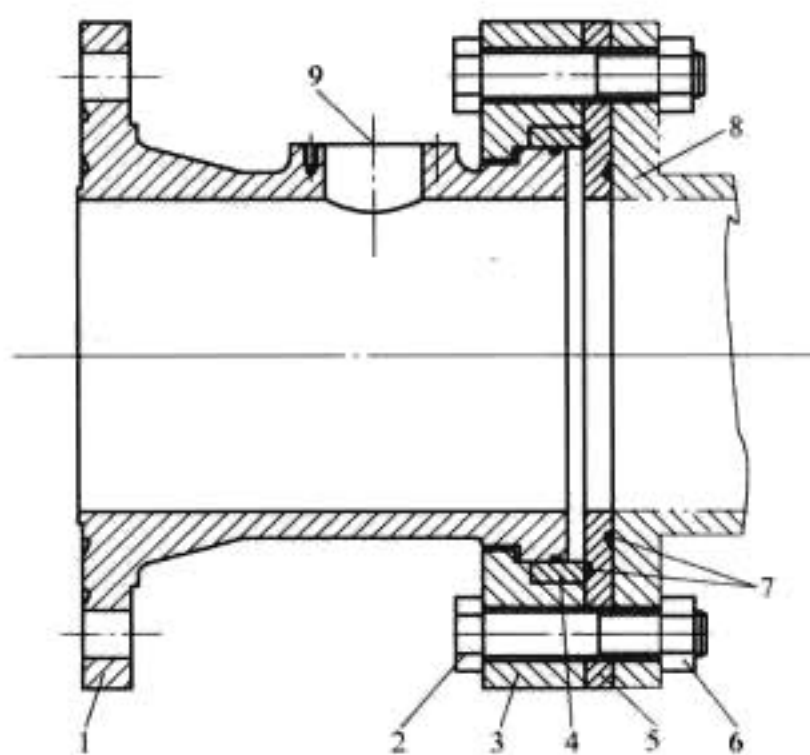


图 2.8-13 球阀用伸缩节

1—伸缩管；2—把合螺栓；3—压环；4—密封环（不锈钢材料）；5—圆环（不锈钢材料）；6—螺母；7—密封条；8—延伸管；9—空气阀座

力钢管连接，是承受阀门水推力的主要基础部件。图2.8-14为整体式连接管。大型阀门上采用分瓣式连接管。

上游连接管的钢管部分要采用压力容器钢板圈制，多采用高强度钢板圈制，法兰采用锻造法兰或厚钢板制造。

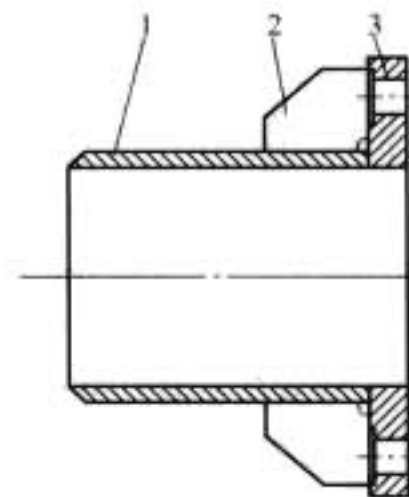


图 2.8-14 整体式连接管

5.4 空气阀

空气阀位于阀门下游侧伸缩管的顶部。当开启旁通阀向下游充水时或放空压力钢管和蜗壳内的积水时，空气阀自动开启，以排气和充气。

图2.8-15为空气阀典型结构图，也还有其他结构型式的空气阀。

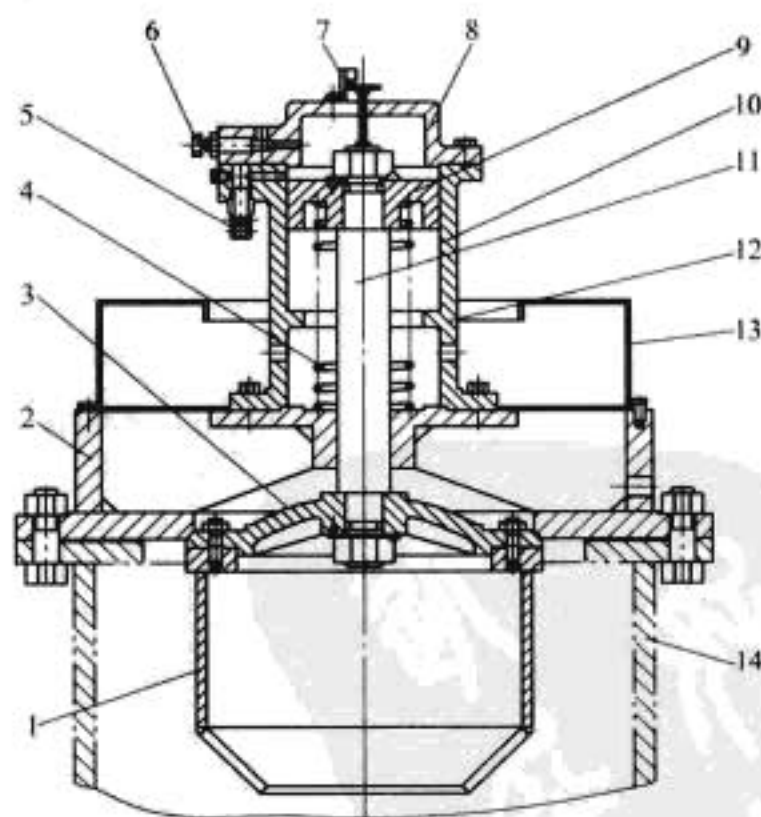


图 2.8-15 进水阀用空气阀

1—浮筒；2—阀座；3—阀门；4—弹簧；5—逆止阀；6—调节螺钉；7—行程限位指示装置；8—缸盖；9—活塞；10—轴套；11—阀轴；12—阀缸；13—防水罩；14—空气阀座

在一般情况下，混流式水轮机空气阀的直径可近似取压力钢管直径的1/10，水斗式水轮机空气阀的直径可近似取压力钢管直径的1/15。

第 3 篇 水 轮 发 电 机

主编单位：东方电气集团东方电机有限公司

哈尔滨电机厂有限责任公司

主 编：郑小康 刘平安

编写人员：郑小康（东方电气集团东方电机有限公司）

陈锡芳（东方电气集团东方电机有限公司）

刘平安（哈尔滨电机厂有限责任公司）

钟海权（东方电气集团东方电机有限公司）

张惠敏（哈尔滨电机厂有限责任公司）

刘世洪（东方电气集团东方电机有限公司）

廖毅刚（东方电气集团东方电机有限公司）

钱昌燕（东方电气集团东方电机有限公司）

张连斌（哈尔滨电机厂有限责任公司）

邓 斌（东方电气集团东方电机有限公司）

黄智欣（东方电气集团东方电机有限公司）

蒋宝钢（哈尔滨电机厂有限责任公司）

水 鋸 式 出 用



水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

水鋸式出用

第1章 概 述

1 水轮发电机分类

1.1 常规型式水轮发电机

水轮发电机由水轮机驱动，将动能转化为电能向电力系统输送。它的结构型式通常由水轮机的转轮型式确定。冲击式水轮机驱动的水轮发电机多采用卧式结构，见图 3.1-1；混流式或轴流式水轮机驱动的大、中容量水轮发电机多采用立式结构（悬式或半伞式），见图 3.1-2 和图 3.1-3；贯流式水轮机驱动的卧式灯泡式水轮发电机的结构，见图 3.1-4；抽水蓄能电站的发电电动机，通常由混流式或斜流式水泵水轮机驱动，均采用立式结构，见图 3.1-5 和图 3.1-6。

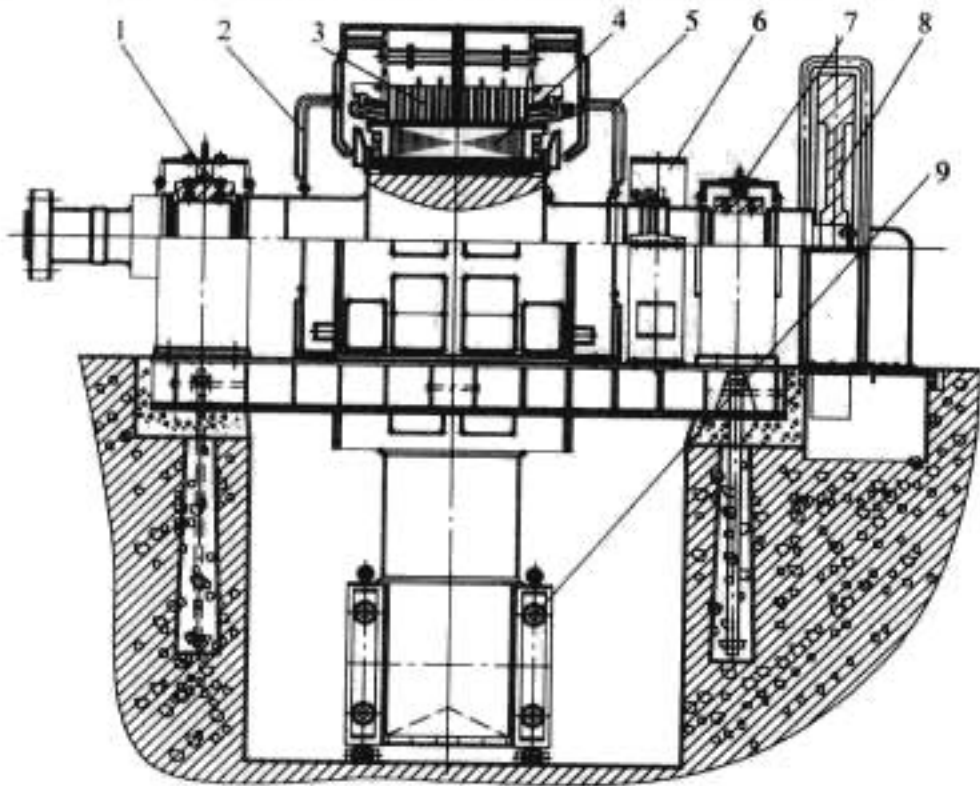


图 3.1-1 卧式水轮发电机

1—径向、推力轴承；2—后端盖；3—定子；4—转子；
5—前端盖；6—集电装置；7—径向轴承；8—辅助飞轮；9—空气冷却器

由于水电站的自然条件和工作状况各异，水轮发电机组的容量和转速变化范围很大。按尺寸大小和结构特征，可大致按表 3.1-1 划分其容量和转速等级。

表 3.1-1 容量和转速划分范围

分 类	额定功率 (kW)	额定转速 (r/min)		
		低 速	中 速	高 速
小容量水轮发电机	<500	<375	375~600	750~1500
中容量水轮发电机	500~10 000	<375	375~600	750~1500
大容量水轮发电机	>10 000	<100	100~375	>375

小容量水轮发电机可单机独立供与电，也可多机并联自成电网供电；大、中容量水轮发电机则与大电网连接。由于水轮发电机组启动快，开、停机迅速，运行调度较灵活，因而在电力系统中，除了担负基荷外，还常用作调峰、调相运行或作为事故备用电源。

水轮发电机与其他类型发电机相比，具有下列主要特点：

(1) 要求水轮发电机具有较大的转动惯量。

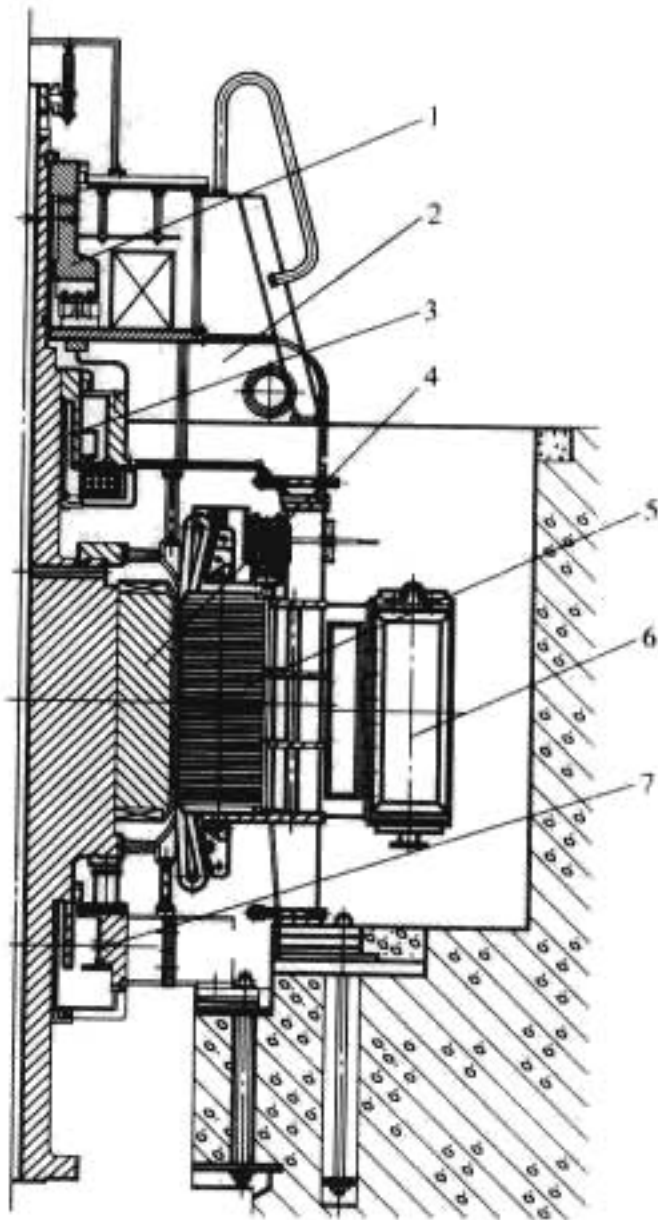


图 3.1-2 悬式水轮发电机

1—推力轴承；2—上机架；3—上导轴承；4—转子；5—定子；6—空气冷却器；7—下导轴承

(2) 通常，水电站离负荷中心较远，输电线路较长，电网对水轮发电机有较高的静态和动态稳定性要求。

(3) 虽然水轮发电机达到飞逸转速的可能性极小，但在结构设计时，仍需考虑转动部件的机械强度在这一转速时具有必要的可靠性。

(4) 水轮发电机通常是单台设计，小批量生产。

1.2 灯泡贯流式水轮发电机

我国低水头水力资源丰富，适于建设中、小型水电站。对于这些水电站，采用贯流式水轮发电机组具有明显优势。根据水轮机与发电机连接和传动方式不同，贯流式机组又分为半贯流式和全贯流式两大类，以半贯流式发展最快。半贯流式机组从结构上分为灯泡式、轴伸式和竖井式等，应用最广泛的是灯泡贯流式。

这种机组的主要特点是：发电机与水轮机直接连接，中、小容量水轮发电机也可通过齿轮增速器与水轮机连接，布置在流道中，并装设在同一个灯泡形的壳体内，通常将发电机布置在上游侧，见图 3.1-4。它具有结构布置紧凑、机组质量较轻等优点；但结构复杂，有防潮、防漏等特殊要求。

由于灯泡式水轮发电机安装在水下流道中，它的电磁和结构设计、通风冷却方式和励磁系统的选择等都应能适应在水下环境运行的要求。

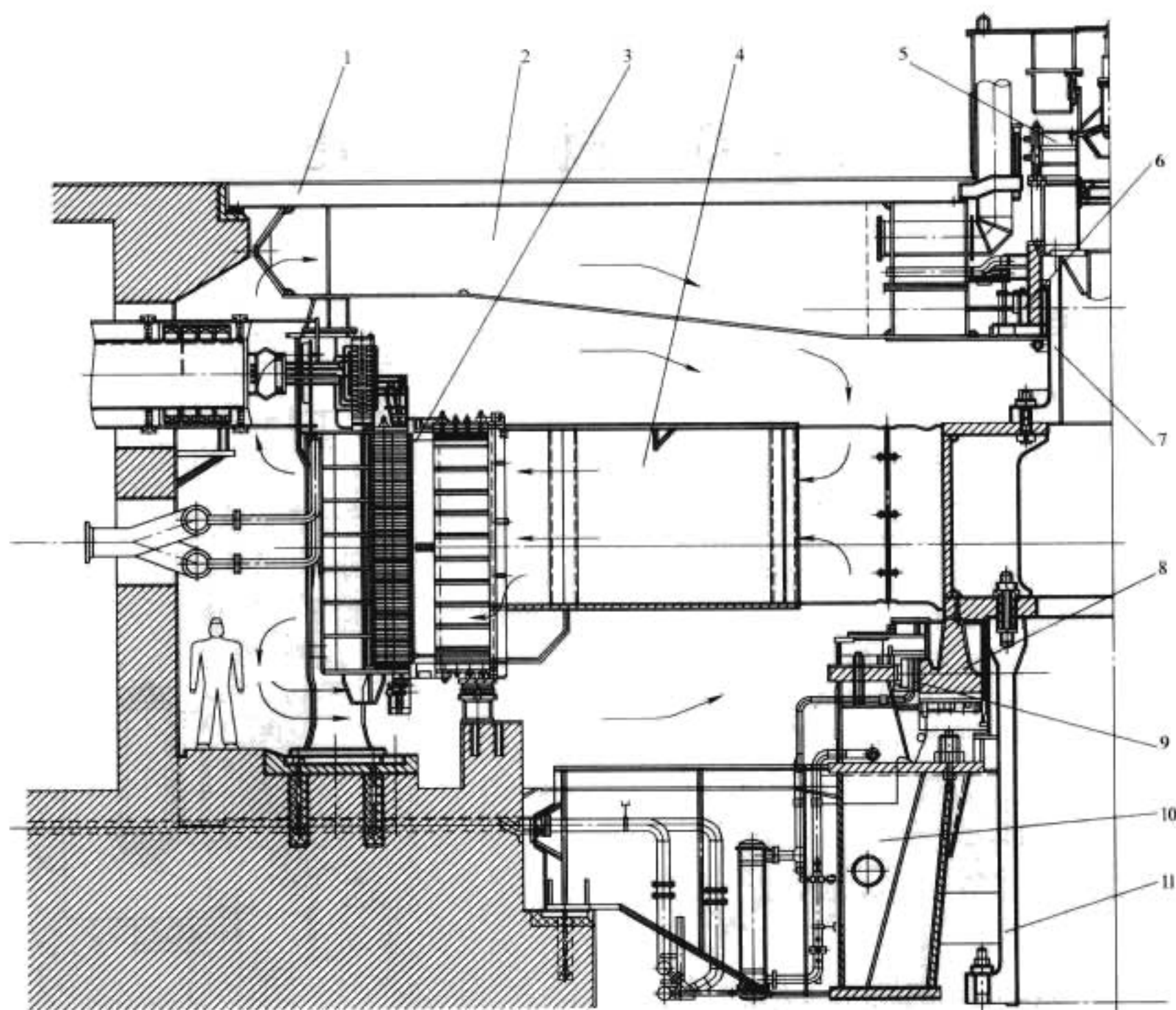


图 3.1-3 半伞式水轮发电机

1—上盖板;2—上机架;3—定子;4—转子;5—集电装置;6—上导轴承;7—上端轴;8—推力轴承;9—下导轴承;10—下机架;11—主轴

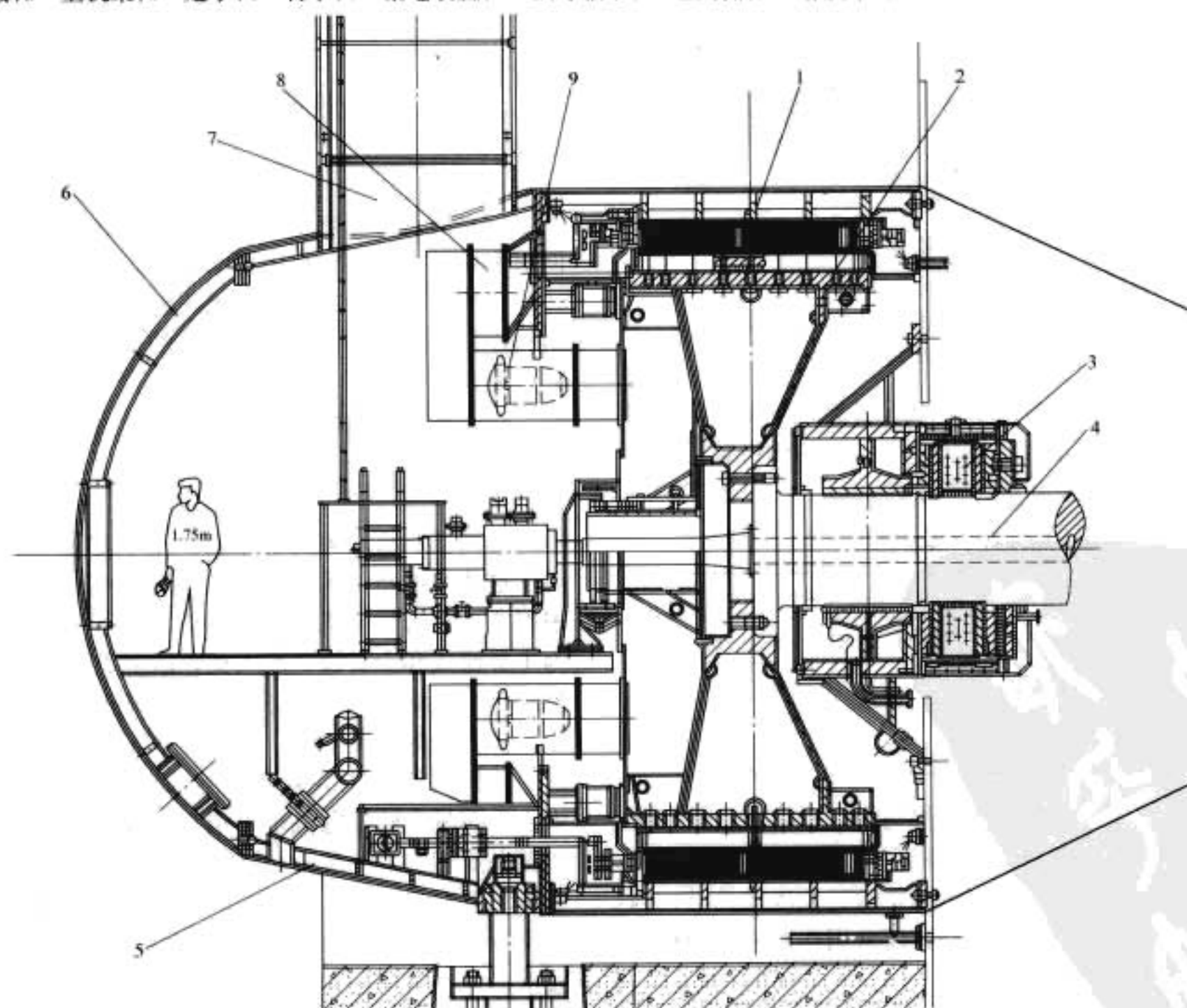


图 3.1-4 灯泡贯流式水轮发电机

1—定子;2—转子;3—组合轴承;4—轴;5—冷却套;6—灯泡头;7—竖井;8—空气冷却器;9—轴流风机

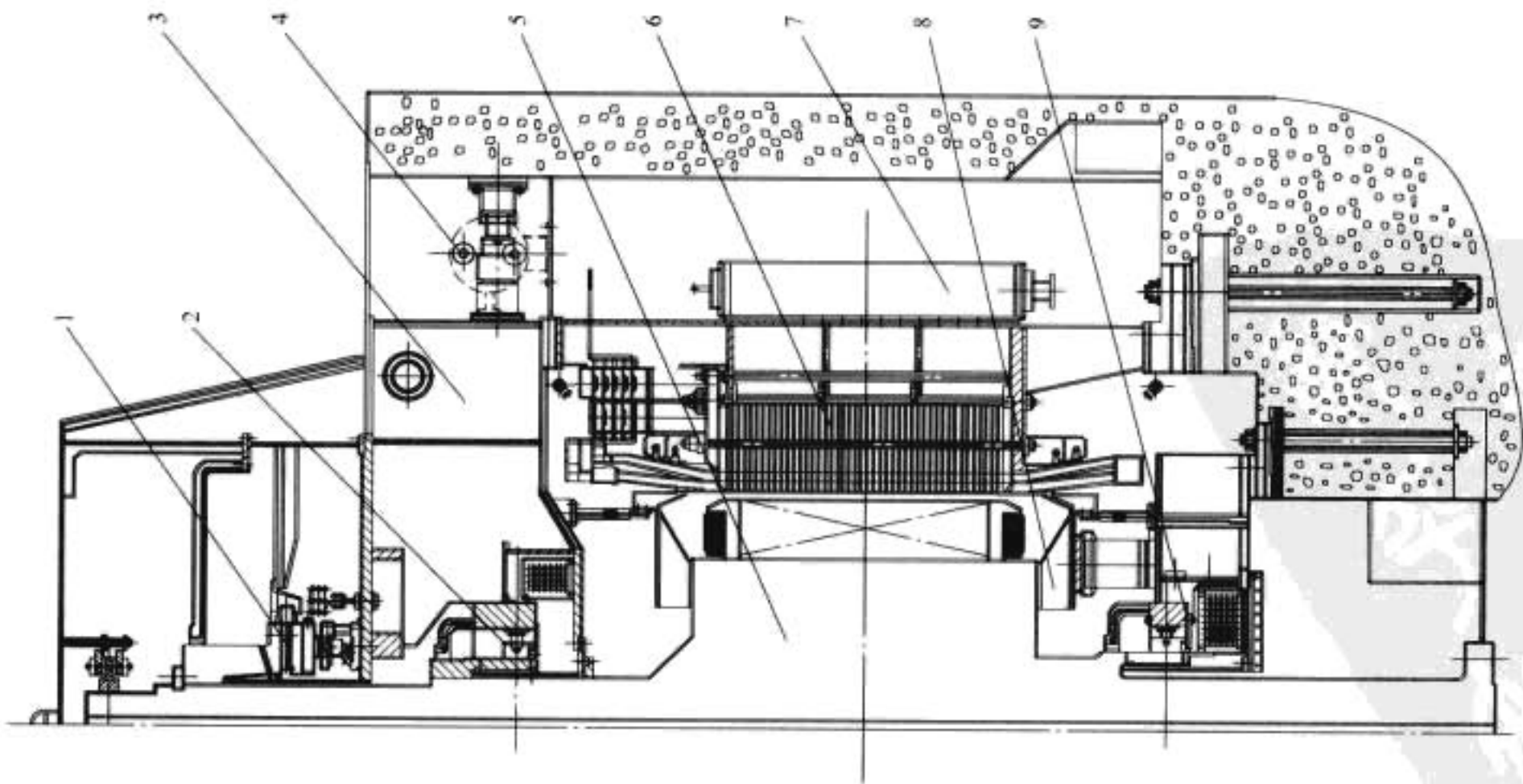


图 3.1-5 悬式发电机

1—推力轴承；2—上导轴承；3—上机架；4—推力外循环油冷却器；5—转子；6—定子；7—空气冷却器；8—风扇；9—下导轴承及下机架

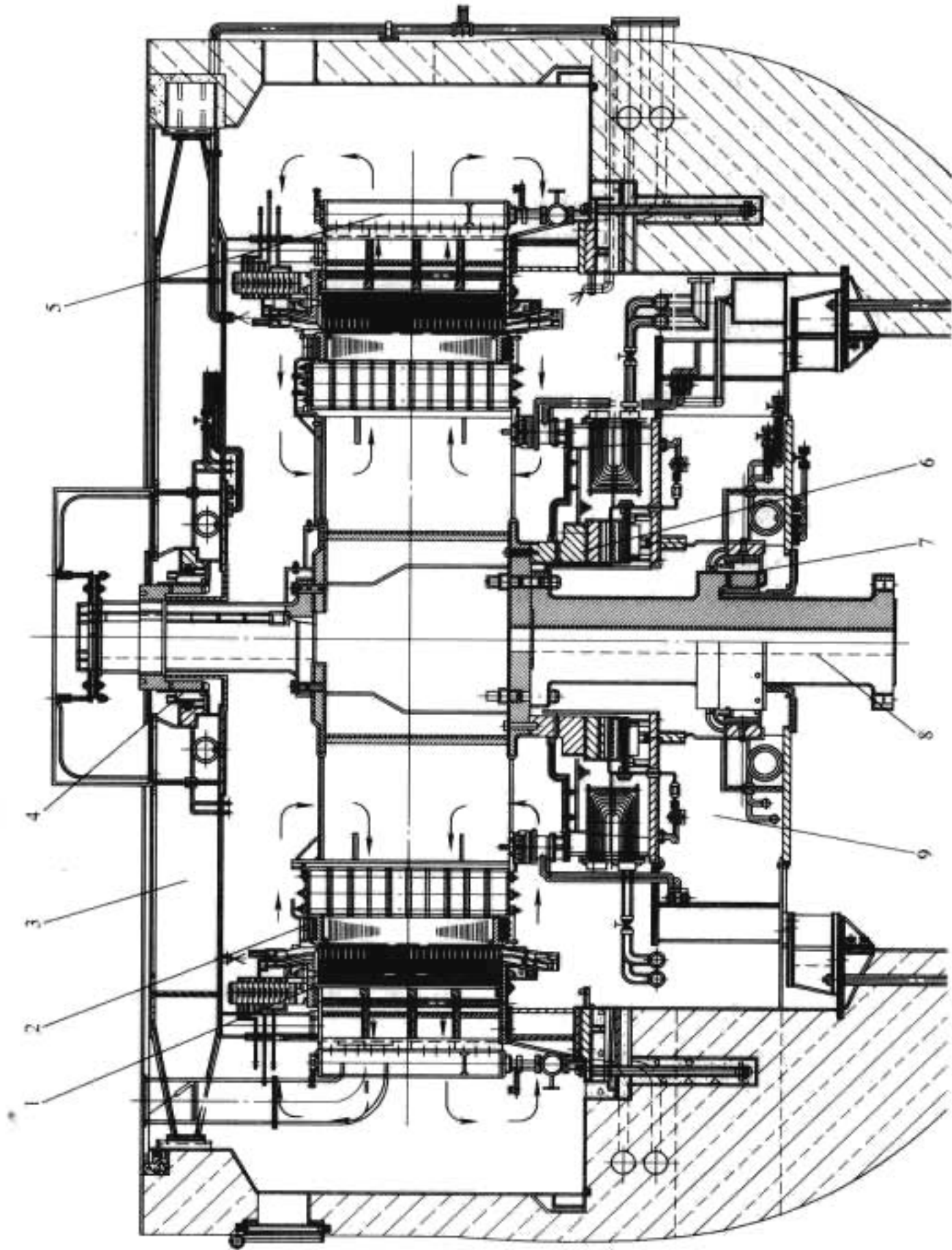


图 3.1-6 半伞式发电电动机

1—定子；2—转子；3—上机架；4—上导轴承；5—空气冷却器；6—推力轴承；7—下导轴承；8—主轴；9—下机架

1.3 发电电动机

随着电网容量的急剧增大以及火电和核电容量所占比重的增加，系统调频及负荷峰谷差矛盾更显尖锐，调峰用抽水蓄能电站的需求越来越迫切，为此，发电电动机得到迅速发展和应用。发电电动机是一种用于抽水蓄能电站，既作发电机又作电动机运行的三相同步电机。为提高电站建设的经济性，发电电动机正朝着大容量、高转速方向发展。

发电电动机的结构与相应容量和转速的常规型式水轮发电机相似，见图 3.1-5（悬式）及图 3.1-6（半伞式）。

发电电动机要求在两个旋转方向运行，推力轴瓦和导轴承瓦不能采用偏心支撑方式，瓦面及通风冷却系统的设计也要考虑适应双向运行的要求。

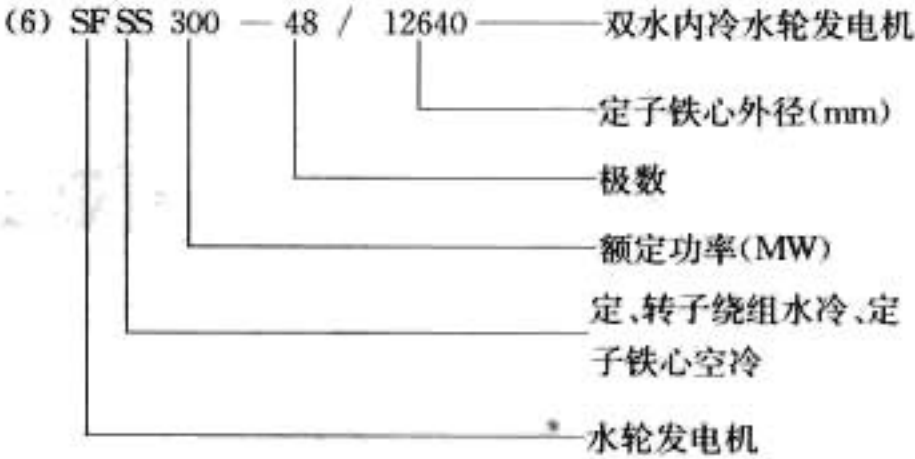
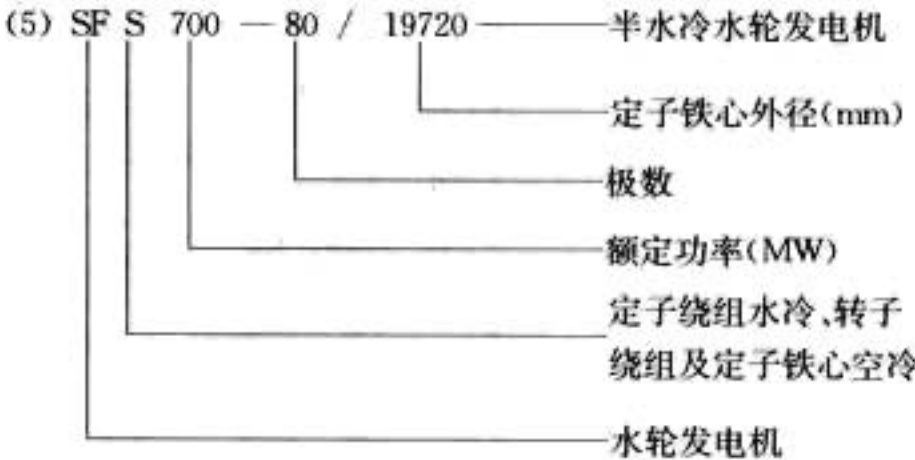
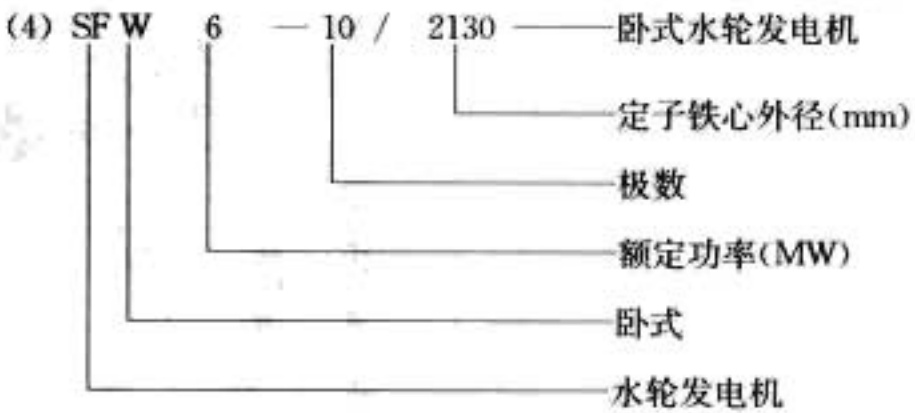
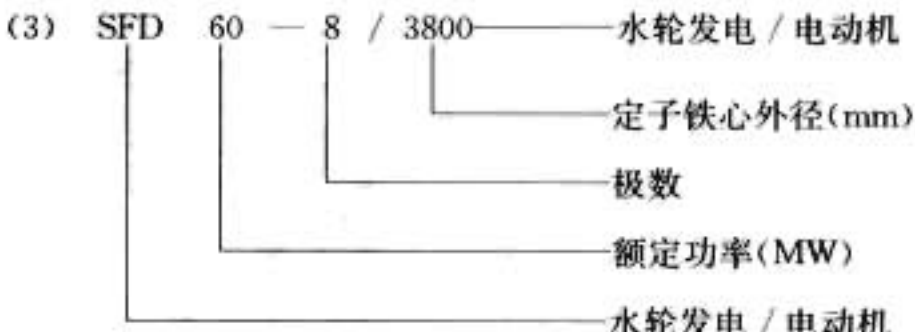
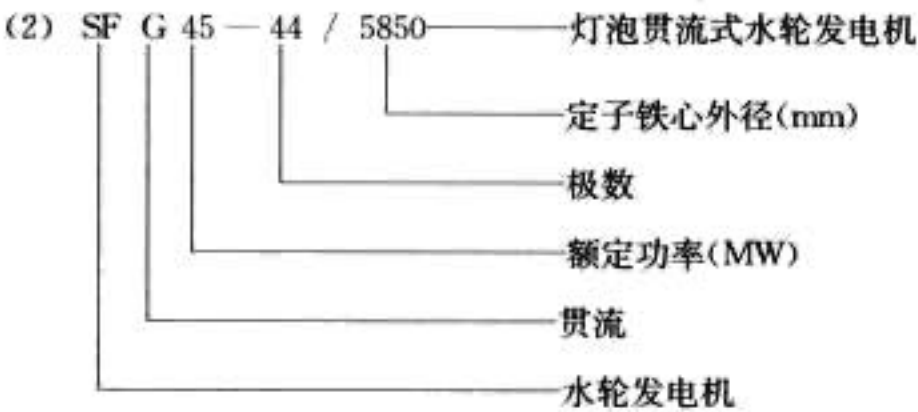
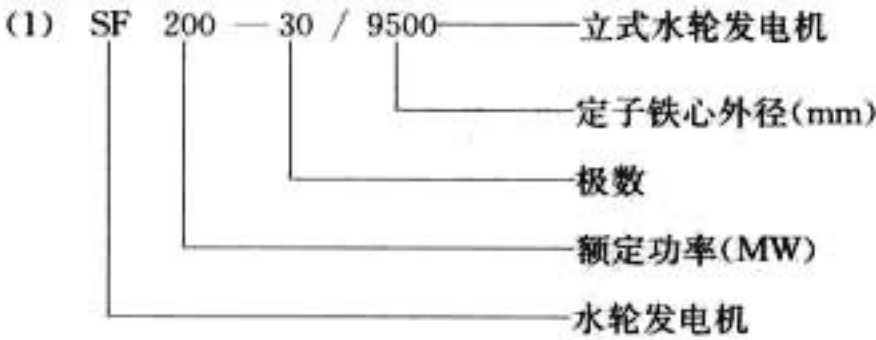
发电电动机启、停机和工况转换频繁，在每一工况下还要改变负载，以满足调峰的需要，因而在结构上要考虑受力较大部件的低周疲劳（寿命评估分析计算）和相邻部件的冷热胀差等问题。

发电电动机的设计还应满足电动机工况启动的要求。

2 水轮发电机型号

产品型号由标准的汉语拼音字母、国际通用符号和阿拉伯数字组成。

水轮发电机产品型号示例如下：



第2章 水轮发电机主要参数

现代水轮发电机的电磁设计均通过计算机计算程序进行,各种程序的主体程序都是按经典电磁理论编制,而对一些专项(温升、谐波等)不同程度地采用了一些现代数值计算方法。

水轮发电机设计的输入在技术协议中有明确要求,主要有:额定容量、额定电压、额定功率因数、飞轮力矩、短路比、直轴瞬变电抗、发电机效率保证、定转子温升保证等。

水轮发电机设计依据:《电机基本技术要求》(GB 755)、《水轮发电机基本技术条件》(GB 7894)、项目合同和项目技术协议。

1 电气参数设计

1.1 电负荷 A

电负荷 A 是水轮发电机最重要的电气参数之一,也称线负荷,是发电机定子内径周向单位长度上的电流值。如下式

$$A = \frac{Z S_{\pi} I_N}{\pi D_1 a} \quad (3.2-1)$$

式中:Z 为定子槽数;S_π 为每槽导体数;a 为定子绕组并联支路数;I_N 为定子额定电流;D₁ 为定子铁心内径。

电负荷 A 是决定水轮发电机尺寸的重要参数之一,它们之间的关系如下式

$$S_N = K K_w A B_{\delta} D_1^2 l_t n_N \times 10^{-11} \quad (\text{kVA}) \quad (3.2-2)$$

式中:S_N 为视在功率,kVA;n_N 为额定转速,r/min;K_w 为绕组系数;K 为常数,B_δ 为基波幅值时 K=0.116,B_δ 为实际最大值时 K=0.145;B_δ 为空载气隙磁通密度,Gs^①;A 为定子电负荷,A/cm。

关系式表明:电负荷与发电机尺寸 D₁²l_t 成反比关系,A 取值越大,发电机此尺寸越小。式(3.2-2)可表示为

$$S_N = C D_1^2 l_t n_N \quad (\text{kVA}) \quad (3.2-3)$$

式中:C 为利用系数。

电负荷 A 与磁负荷 B_δ、绕组系数 K_w 等组成了发电机的利用系数。因此,提高电负荷 A 的取值,可提高发电机的经济性。

电负荷 A 与电流密度 j₁ 的乘积 A j₁ 构成定子的热负荷,A 直接影响发电机的温升。

电负荷 A 的提高会增加发电机的励磁负担、漏抗以及发电机的附加损耗,因此,A 值的提高对发电机的效率有一定的影响。

综合以上因素,合理选择电负荷 A 至关重要。

对于全空冷的水轮发电机,A 的取值如下:

小容量水轮发电机:A=300~500A/cm;

中容量水轮发电机:A=500~650A/cm;

大容量水轮发电机:A=650~850A/cm。

定子内冷的水轮发电机,电负荷 A 值可提高 10%。

另外,电负荷 A 与电抗 X_d、X'_d、X''_d 成正比关系,有时为了满足电抗值的特殊要求,设计中对 A 值应作适当

调整。

1.2 空载气隙磁通密度 B_δ (磁负荷)

式 3.2-2 和式 3.2-3 中的关系表明,磁负荷与发电机利用系数 C 成反比,B_δ 的提高可以缩小发电机的尺寸,但较高的 B_δ 会增加转子表面的损耗和发热。水轮发电机的空载气隙磁通密度 B_δ 一般选取在 6000~9500Gs 的范围内。

由于 B_δ 与电抗参数 X_d、X'_d、X''_d 成反比关系,因此,为满足电抗参数,设计中应考虑之而选取 B_δ。

1.3 电、磁负荷的匹配

电、磁负荷 A、B_δ 都是影响发电机尺寸的重要电气参数,两者的匹配对发电机的铜、铁材料比例和其他电气参数影响重大。

较高的 A 需用较多的铜,而较高的 B_δ 则需用较多的铁。

发电机的电抗参数 X_d、X'_d、X''_d 都与 $\frac{A}{B_{\delta}}$ 成正比,因此,为满足合理的铜铁用量和所要求的电抗值,需合理地选择 $\frac{A}{B_{\delta}}$ 。

1.4 短路比

水轮发电机短路比是空载励磁电流 I₀ 与三相稳态短路电流为额定值时的励磁电流 I_{fk} 之比,即

$$K_c = \frac{I_0}{I_{fk}} = K_{\mu} \frac{1}{X_d} \quad (3.2-4)$$

式中:K_μ 为空载电压饱和系数。

短路比 K_c 的数值对发电机影响很大。式(3.2-4)表明:短路比 K_c 与同步直轴电抗 X_d 成反比;短路比的数值大,可提高发电机的静态稳定性,发电机在欠励状态下的能力都会增加,即在充电运行和进相运行的稳定性会提高;短路比的数值大,还可以使发电机的电压变化率减小,但发电机负载励磁会增加,使发电机转子用铜增加。因此,短路比的选择要兼顾运行性能和电机造价两方面的要求。

通常水轮发电机的短路比要求大于 1.0,由于高起始反应(快速)励磁系统的出现,水轮发电机对短路比的要求可以适当降低,特别是定子绕组采用内冷方式的水轮发电机。

1.5 直轴同步电抗 X_d

直轴同步电抗 X_d 对水轮发电机的最大影响在于静态稳定性,发电机的电磁功率如下式

$$P_{em} = m \frac{E_0 U}{X_d} \sin \sigma + \frac{m U^2}{2 X_d X_q} (X_d - X_q) \sin(2\delta) \quad (3.2-5)$$

式中:P_{em} 为发电机的电磁功率;E₀ 为发电机的励磁电动势;U 为发电机端电压;δ 为发电机功角;X_q 为交轴同步电抗。

① 1Gs=10⁻⁴T。

发电机的电磁功率曲线如图 3.2-1, 图中 P 为水轮机的功率。

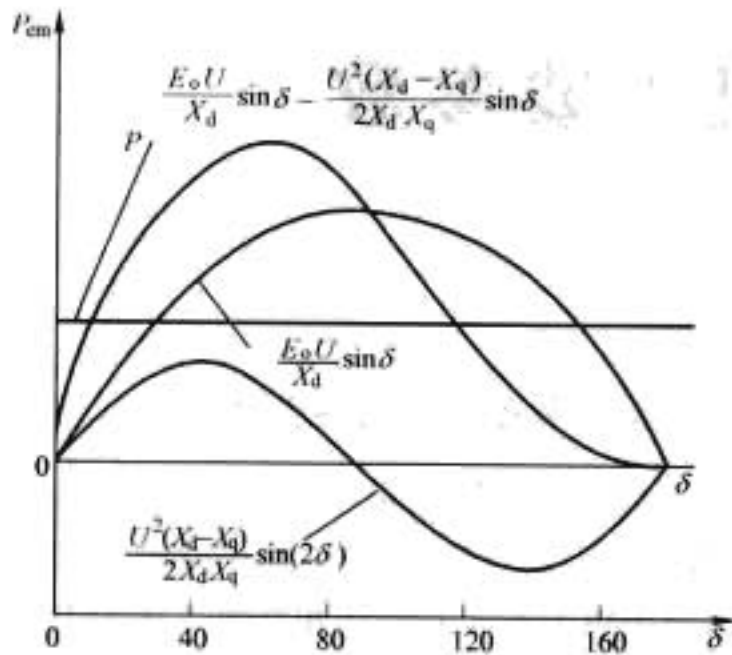


图 3.2-1 电磁功率曲线

如果忽略凸极反应, 式 (3.2-5) 可表示为

$$P_{em} = m \frac{E_0 U}{X_d} \sin \delta \quad (3.2-6)$$

静态稳定的极限条件是: $\frac{dP_{em}}{d\delta} = 0$ 。此时, 对于式 (3.2-6), $\delta = 90^\circ$; 对于式 (3.2-5), $\delta \approx 72^\circ$, 其稳态范围为 $0^\circ \leq \delta \leq 72^\circ$ 。

最大电磁功率 P_{emmax} 与额定电磁功率 P_{emN} 之比为静过载系数 K_M 。在忽略了水轮发电机的凸极反应时

$$K_M = K_p \frac{1}{X_d} \frac{I_{IN}}{I_{f0} \cos \varphi_N} \frac{1}{\cos \varphi_N}$$

直轴同步电抗 X_d 越小, 静过载系数 K_M 越大, 其静态稳定性越高。但较小的 X_d 增加发电机的制造成本。水轮发电机的 X_d 值一般控制在 0.95~1.3 范围内。

1.6 直轴瞬变电抗 X'_d

直轴瞬变电抗 X'_d 影响水轮发电机的动态稳定性。

图 3.2-2 中的曲线 I 是水轮发电机静态功率曲线, 忽略了凸极反应, 关系为

$$P_{emI} = \frac{m E_0 U}{X_d} \sin \delta$$

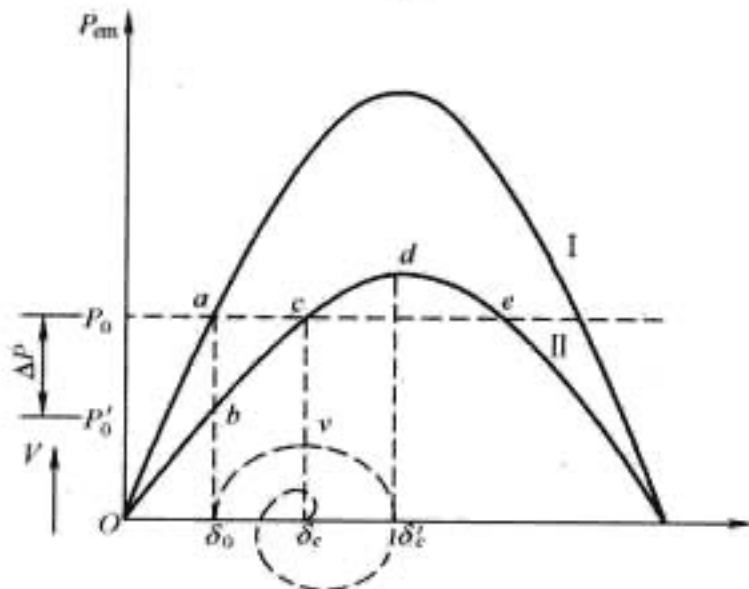


图 3.2-2 功率曲线

曲线 II 是水轮发电机动态功率曲线, 关系为

$$P_{emII} = \frac{m E'_0 U'}{X'_d} \sin \delta$$

无论由于突加负荷或其他原因使电压下降, 总是使功角特性从原来的曲线 I 转到曲线 II。如果发电机原来运行于特性 I 上的 a 点, 则受到干扰后, 立即运行于特性 II 的 b 点。由于水轮机调速器的惯性, 其延迟动作使水轮机仍然输出功率 P_0 , 这就使得转子加速、功角增大, 一直加速到 c 点

(功角为 δ_c), 此时 $\Delta P = 0$ 。但因此时的转子速度 v 最大, 在惯性作用下功角继续增大到某点 δ'_c , 于是发电机输出功率大于其输入功率, ΔP 为负, 使转子减速。这样经过几个振荡周期后, 功角稳定于 δ_c 。面积 A_{acc} 称为加速面积, A_{dec} 称为减速面积。动态稳定的条件是减速面积必须大于加速面积, 否则就会出现发电机失步, 动态不稳定。减速面积与加速面积之比称为动态储备系数。要使减速面积 A_{dec} 增加, 则需提高曲线 II 的幅值 $\frac{m E'_0 U'}{X'_d}$, 此时瞬态情况下, 发电机功角特性中 E'_0 和 X'_d 都应采用瞬变值 (因超瞬变阶段时间极短)。要提高 $\frac{m E'_0 U'}{X'_d}$, 可强励增加 E'_0 , 或在设计发电机时降低 X'_d 。因此, X'_d 是影响发电机动态稳定性的关键参数。

较小的 X'_d 能提高水轮发电机的动态稳定性, 但会制约电负荷 A 值的提高, 制约发电机的经济性。现代水轮发电机的直轴瞬变电抗 X'_d 一般控制在 0.25~0.35 范围。大型机组取上限, 定子内冷的水轮发电机可适当突破上限值。

1.7 直轴超瞬变电抗 X''_d

直轴超瞬变电抗 X''_d 是制约发电机短路电流的关键参数。

由于发电机动态超瞬变期较短, 因此, X''_d 对动态稳定性的影响也很小。但在各种短路工况下, 发电机短路电流的超瞬变分量有效值和非周期分量的最大值都与直轴超瞬变电抗 X''_d 成反比和部分反比关系。所以, 水轮发电机设计中希望 X''_d 大一些, 对于大型水轮发电机一般要求 $X''_d \geq 0.2$ 。

设计中, 影响直轴超瞬变电抗 X''_d 的主要因素有两个: 一是电磁负荷的比值 A/B_0 , 该值越大, X''_d 越大; 二是阻尼绕组的漏磁, 漏磁越大, X''_d 越大。因此, 有时为了提高 X''_d 以满足要求, 可适当增加阻尼条口的深度和减小该口的宽度。

1.8 磁路设计

水轮发电机磁路计算的目的是: 在初步确定主要尺寸参数后, 计算发电机的空载特性、短路比及负载励磁磁动势, 计算发电机励磁安匝和励磁电流, 计算结果中的主要参数、各部分的磁通密度、转子电流电压及转子绕组的温升需满足要求, 否则待修改尺寸参数后再进行计算。

磁路计算的基本依据是全电流定律: $\oint H dl = F_l = i_l N_l$, 即磁场强度 H 沿闭合回路的线积分等于此积分回路所包的磁动势。实际计算时, 以 $\sum H_x l_x$ 代替积分, 即将积分回路划分成若干段, 而把各段内的磁场强度 H_x 看成常数。由于磁路的对称性, 计算时也可以按每极或“半”条磁路进行。设 N_l 为励磁绕组的每极匝数, i_l 为励磁绕组中电流, 则

$$F_l = i_l N_l$$

即

$$\sum H_x l_x = i_l N_l$$

磁路中的各分段磁位降为: 气隙段 (F_δ)、定子齿段 ($F_{d/3}$)、定子轭段 (F_j)、极身段 (F_m)、转子轭与磁极接缝处 (F_{j2}), 因此

$$F_\delta + F_{d/3} + F_j + F_m + F_{j2} = i_l N_l$$

负载时的励磁磁动势或励磁安匝计算可按瑞典向量图法、保梯向量图法和双轴反应法等。瑞典向量图法具有一定的精确性, 但计算较为烦琐, 目前都按此方法计算水轮发电机的励磁安匝, 这可由计算机来完成。

在水轮发电机的磁路设计中, 各部分空载和负载磁通密

度按表 3.2-1 选取。

表 3.2-1 磁路各部分磁通密度取值范围

工况	各部分磁通密度	取值范围 (Gs)	备 注
空载、 额定 电压	气隙平均磁通 密度 B_{δ}	5000~9500	大容量发 电机取上限
	1/3 齿高处平 均 磁 通 密 度 $B_{1/3}$	中、小容量: 14 500~16 000 大容量: 15 500~16 800	大容量发 电机取上限
	定子轭平均磁 通密度 B_j	小容量: <13 500 中、大容量: 12 500~14 600	大容量发 电机取上限
	极身平均磁通 密度 B_m	小容量: <14 000 中、大容量: 13 000~14 800	大容量发 电机取上限
额定 负载、 额定 电压、 零功 率因 数	1/3 齿高处平 均 磁 通 密 度 $B'_{1/3}$	17 000~20 500	大容量发 电机取上限
	极身平均磁通 密度 B'_m	不超过 21 000	当 $B'_m > 21\,000\text{Gs}$ 时, 极身磁路趋 于饱和, 使 总磁位降增 加

1.9 其他参数

表 3.2-2 是水轮发电机主要参数的取值。

表 3.2-2 水轮发电机主要参数典型值 (不饱和值)

参数	有阻尼绕组	无阻尼绕组
X_q	$\frac{0.71}{0.54\sim0.88}$	$\frac{0.71}{0.54\sim0.88}$
X'_q	$\frac{0.21}{0.15\sim0.35}$	$\frac{0.3}{0.2\sim0.4}$
X''_q	$(1\sim1.35) X''_d$	$(2\sim2.5) X''_d$
X_2	$\frac{0.22}{0.15\sim0.30}$	$\frac{0.42}{0.2\sim0.55}$
X_0	$\frac{0.10}{0.061\sim0.17}$	$\frac{0.10}{0.061\sim0.21}$
T'_{d0}	$\frac{6.1}{1.77\sim10.5}$	$\frac{6.1}{1.77\sim10.5}$
T'_d	$\frac{1.8}{0.54\sim3.7}$	$\frac{1.8}{0.54\sim3.7}$
X''_d	$\frac{0.055}{0.017\sim0.10}$	$\frac{0.055}{0.017\sim0.10}$
T_a	$\frac{0.20}{0.08\sim0.33}$	$\frac{0.35}{0.15\sim0.55}$

注 1. 横线下方为数值范围, 上方为平均值。
2. 时间常数以秒计, 电抗为标么值。

1.10 损耗与效率

1.10.1 损耗的分类

水轮发电机主要损耗的分类及产生原因、设计中为降低

损耗应特别注意的问题 (设计要点), 见表 3.2-3。

表 3.2-3 水轮发电机损耗及分类

损耗类别		产生原因	设计要点
基本 损耗	定子绕组铜 损耗	负载电流的电阻 损耗	正确选择电磁负 荷及改进材料性能、 加工或装配工艺
	励磁损耗	励磁电流的电阻损 耗、电刷接触损耗	
	定子齿和轭铁 损耗	主磁通交变引起的 磁滞及涡流损耗	
	空载 附加铁 损耗	转子或 磁极表面 损耗	1. 正确选择钢板 等材料及厚度 δ_{ip} ; 2. 适当设计槽形 尺寸及气隙尺寸; 通常 $\frac{\delta}{t_1} = 0.05 \sim$ 0.20 (小容量), 0.13~0.30 (中容 量), 0.15~0.40 (大容量); 3. 实心磁极电机 表面加工沟槽
		阻尼绕 组损耗	定、转子存在齿槽 引起的气隙磁通波动
		转子或 磁极表面 损耗	定子磁动势的高次 谐波和齿谐波
		定子齿 附加损耗	定、转子磁场三次 谐波
	负载 附加铁 损耗	端部结 构件中附 加损耗	端部漏磁场在结构 件中的涡流损耗
		附加铜损 耗——定 子绕组导 体中的附 加损耗	槽漏磁引起的电流 趋表现及股线处在 槽漏磁场中不同位 置而产生的循环电 流及涡流损耗
	附加铜损 耗——定 子绕组导 体中的附 加损耗		采用编织换位绕 组或端部交叉换位, 正确选择槽形尺寸 及股线高度 a
机 械 损 耗	通风损耗		风扇损耗及通风系 统损耗
	风摩损耗		冷却气体与转子表 面摩擦
	滑环摩擦损耗		电刷与滑环摩擦
	轴承摩擦损耗		液体润滑摩擦

注 为便于试验测定, 也可以分成空载损耗与短路损耗两大类。由空
载额定电压时的磁通产生的各项损耗称空载损耗; 由短路时的额
定电流产生的各项损耗称短路损耗。

1.10.2 空载铁损耗的控制

定子齿部铁损耗按下式计算

$$P_{Ft} = K'_d P_{10/50} B_{1/3}^2 \left(\frac{f}{50}\right)^{1.3} G_{Ft} \times 10^{-3} \quad (\text{kW})$$

(3.2-7)

定子轭部铁损耗按下式计算

$$P_{Fj} = K_d P_{10/50} B_j^2 \left(\frac{f}{50}\right)^{1.3} G_{Fj} \times 10^{-3} \quad (\text{kW})$$

(3.2-8)

式中: $P_{10/50}$ 为在 50Hz、1.0T 时硅钢片的单位损耗, W/
kg; $B_{1/3}$ 为定子齿部 1/3 齿高处的磁密, T; G_{Ft} 为定子齿
部铁重, kg; B_j 为定子轭部磁密, T; G_{Fj} 为定子轭部铁重,
kg; K'_d 为齿部损耗增加系数, 用以考虑齿部中磁通密度的
不均匀、气隙磁通非正弦性及加工叠片等引起的损耗增加;
 K_d 为轭部损耗增加系数。

式 (3.2-7) 和式 (3.2-8) 表明, 控制发电机铁损耗主
要是选取合理的磁通密度 B , 但太低的磁密参数会增加发
电机的铁重和造价。降低铁损耗的另一措施是选用低单位铁
损耗的硅钢片, 以降低 $P_{10/50}$ 。随着导磁材料技术的进步,

硅钢片的单位铁损耗不断下降,目前水轮发电机选用的单位铁损耗一般为1.5T时2.7~2.9W。设计中,还应考虑硅钢片的导磁性能,过低的单位铁损耗必然使其导磁性能降低。特别是高速水轮发电机,导磁性能的降低会增加发电机的励磁负担,这会增加转子绕组的铜重和离心力,使高速发电机的设计关键难点——转子的设计难度进一步增加。对于低速水轮发电机,由于离心力小,硅钢片用量大,较低单位铁损耗的硅钢片有利于降低铁损耗,提高效率; $P_{10/50}$ (1.5T)可选下限值,或者更低。

1.10.3 定子绕组损耗的控制

水轮发电机定子绕组损耗包括两个部分:定子绕组基本铜损耗和附加损耗。

基本铜损耗按下式计算

$$P_{\text{cul}} = 3I_{\text{ph}}^2 R_{(75^\circ)} \times 10^{-3} \quad (\text{kW})$$

式中: I_{ph} 为定子每相电流,A; $R_{(75^\circ)}$ 为定子绕组75℃时电阻, Ω 。

基本铜损耗的控制是定子绕组电阻 R 的控制,也是绕组电流密度 j_1 的控制。 j_1 取决于发电机定子绕组温升计算。所以,在允许温升和合理经济性设计的情况下,发电机定子基本铜损耗能够确定下来。设计中,尽量减少绕组端部长度,从而降低电阻,降低基本铜损耗。

附加铜损耗:水轮发电机定子绕组的附加损耗,包括绕组中每一根股线的涡流损耗和每根线棒中股线之间的环流损耗。后者可以通过先进的换位技术(空换位或360°不全换位)加以消除。而前者需要合理的股线设计和槽形设计,以控制得到最小值。

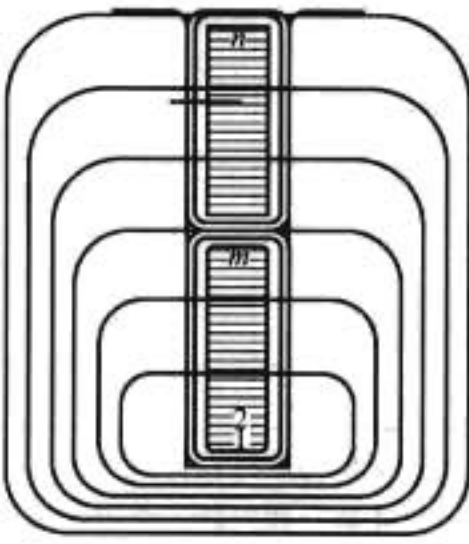


图 3.2-3 股线在槽内示意图

水轮发电机的定子绕组通常采用双层多股线的线棒,股线在槽内的示意图见图3.2-3。

图中,线棒的每根股线所在位置不同,所交链的漏磁链不同。同时,股线本体在槽中的高度差也使其沿股线高度的不同面所交链的漏磁通不同而产生涡流(挤流效应),用电阻增加系数表示。

对于第 m 根股线,电阻增加系数为

$$K_{Fm} = \frac{R_{m\text{m}}}{R_m}$$

式中: $R_{m\text{m}}$ 为第 m 根股线的交流电阻; R_m 为第 m 根股线的直流电阻。

槽中所有股线的平均电阻增加系数(Field系数)为

$$\left. \begin{aligned} K_F &= \varphi(\xi) + \frac{n^2-1}{3}\psi(\xi) \\ \varphi(\xi) &= \xi \frac{\text{sh}2\xi + \sin 2\xi}{\text{ch}2\xi - \cos 2\xi} \\ \psi(\xi) &= 2\xi \frac{\text{sh}\xi - \sin \xi}{\text{ch}\xi + \cos \xi} \end{aligned} \right\} \quad (3.2-9)$$

式中: ξ 为股线高度。

由于 ξ 较小,式(3.2-9)可简化为

$$K_F = 1 + \frac{n^2-1}{3}\psi(\xi) \quad (3.2-10)$$

对于铜导体,50Hz时的Field系数为

$$K_F = 1 + 0.107 \left(\frac{f}{50} \right)^2 \left(\frac{b_n}{b_1} \right)^2 h_n^2 a_1^2 \epsilon$$

除去基本损耗的涡流损耗系数为

$$K_F = 0.107 \left(\frac{f}{50} \right)^2 \left(\frac{b_n}{b_1} \right)^2 h_n^2 a_1^2 \epsilon$$

式中: h_n 为槽内总铜高度, $h_n = ma_1$; b_n 为槽内总铜宽; a_1 为股线厚度; b_1 为股线宽度; ϵ 为比值,表示仅考虑槽内发生的附加损耗。

因此,要减少由于槽内导体因挤流效应产生的涡流损耗,设计中应使每股股线厚度尽可能的小,并使铜导体总厚度也要小。

另外,上、下层线棒的平均涡流损耗系数是不一样的。设上层线棒的涡流损耗系数为 K_{Fu} ,下层线棒的涡流损耗系数为 K_{Fd} ,由式(3.2-10)得

$$\begin{aligned} K_{Fd} &= \frac{\left(\frac{n}{2} \right)^2 - 1}{3} \psi(\xi) \\ K_{Fu} &= 2 \frac{n^2-1}{3} \psi(\xi) - \frac{n^2-4}{12} \psi(\xi) \\ \frac{K_{Fu}}{K_{Fd}} &= \frac{8(n^2-1)}{n^2-4} - 1 \\ \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{K_{Fu}}{K_{Fd}} &= 7 \quad K_{Fu} \approx 7K_{Fd} \end{aligned} \quad (3.2-11)$$

式(3.2-11)表明:上、下层线棒的涡流损耗系数是很不均匀的,这使得发电机上、下层温度也不均匀。因此,在设计中,为了均匀上、下层线棒的温度,降低上层线棒的涡流损耗,提高槽内载流的经济性,大型全空冷的水轮发电机,其定子绕组的上、下层线棒应设计成不同导体股线厚度组成的线棒,即上层股线厚度薄而多,下层股线厚而少,总的载流面积一样。

1.10.4 通风损耗的控制

$$P_v = K_v \left(\frac{v_n}{10} \right)^2 \frac{P_{F1} + P_k + P_f}{1.1Q_a - K_v \left(\frac{v_n}{10} \right)^2}$$

式中: v_n 为转子外沿线速度; P_{F1} 为发电机铁心损耗; P_k 为发电机短路损耗; P_f 为发电机励磁损耗; Q_a 为冷却空气温升,通常 $Q_a = 25 \sim 30\text{K}$; K_v 为风摩系数,根据不同的风路设计选取, $K_v = 0.14 \sim 0.17$ 。

水轮发电机通风损耗的控制主要在两个方面:先进合理的通风结构;选取适当的转子直径以控制转子外沿线速度。

目前,大型水轮发电机采用最多的是端部回风系统。该通风结构具有风路短、无明显涡流区等突出的优点(详见第4章),是近二十年发展起来的通风系统,风摩系数 K_v 较低,可降低通风损耗,提高发电机效率。

随着水轮发电机单机容量的不断提高,设计中冷却空气温升 Q_a 也有所提高。 Q_a 的提高可降低发电机风量,减少通风损耗,提高发电机效率。同时, Q_a 的增加还能提高空气冷却器效率。因此,适度提高冷却空气温升 Q_a 对于大型空冷水轮发电机的经济性是十分有利的。

1.10.5 效率

水轮发电机效率是发电机向电网输送功率与输入发电机轴功率之比。输入功率等于向电网输送功率和发电机本身的总损耗之和,即

$$\eta = \frac{P_N}{P_N + \sum P} \times 100\% = \left(1 - \frac{\sum P}{P_N + \sum P} \right) \times 100\%$$

式中: P_N 为额定有功功率; $\sum P$ 为总损耗。

效率是水轮发电机的重要技术经济指标,它对电站经济运行影响较大。设计中,应在满足标书要求的额定效率点和加权平均效率的情况下,综合考虑发电机的制造成本等因素,确定最佳的数值。

随着水轮发电机单机容量的提高,硅钢片材料性能的提高,以及通风系统技术的进步,发电机效率也有较大幅度地提高。一般,小容量: $\eta=92\%\sim 97\%$; 中容量: $\eta=97\%\sim 98\%$; 大容量: $\eta=98\%\sim 98.8\%$ 。

2 尺寸参考设计

2.1 定子铁心内径 D_1 和定子铁心长度 l_t 的选择

定子铁心内径 D_1 和定子铁心长度 l_t 是水轮发电机最主要的参数。式(3.2-2)表明:在电磁负荷一定的情况下,定子铁心内径 D_1 和定子铁心长度 l_t 决定着水轮发电机的容量。

设计中,容量已确定,在选取合理电磁负荷的情况下,发电机定子铁心内径 D_1 与定子铁心长度 l_t 的选择至关重要。

2.1.1 定子铁心内径 D_1 的选择

水轮发电机定子铁心内径 D_1 的选择,取决于如下几个重要因素:

- (1) 发电机转子磁极磁轭承受的离心力。
- (2) 发电机本身的通风冷却需要。
- (3) 机组总体结构布置的合理性。
- (4) 系统对发电机飞轮力矩 GD^2 的要求。

由于受到材料强度的限制,发电机转子磁极磁轭承受的离心力有限,选择较大的定子铁心内径,转子离心力就大,磁极“T尾”和磁轭拉应力必然增大。因此,选取合适的转子直径,使水轮发电机转子主要部件——磁极、磁轭的应力控制在安全范围内是十分重要的。随着材料工业的发展,用于磁极、磁轭的高强度钢板出现,水轮发电机的转子直径也在增加,设计中,一般用转子外沿最大线速度 v_y (飞逸工况下)来控制。现代水轮发电机飞逸时的最大线速度 v_y ,控制在图 3.2-4 曲线之下。

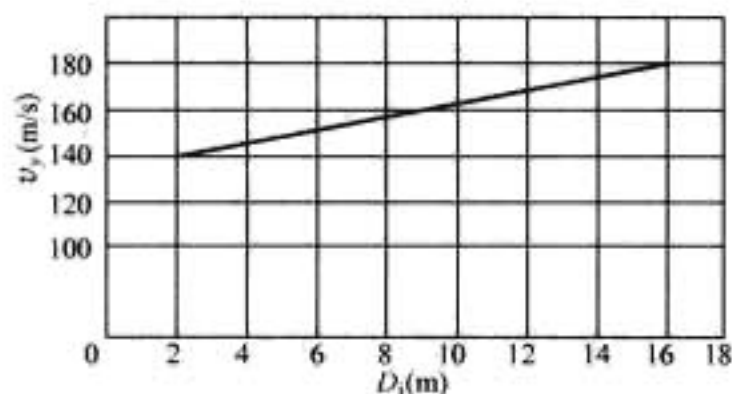


图 3.2-4 最大飞逸线速度限制与定子铁心直径的关系

对于低速的水轮发电机,定子铁心直径 D_1 的选取最突出的问题不是转子离心力,而是足够的通风风量和结构布置的合理性。由于转速低,过小的直径难以产生足够的风压压头和冷却风量。对于此类低转速水轮发电机,一般要求在额定转速下的转子外沿线速度 $v_n \geq 30\text{m/s}$ 。低速发电机另一个应重视的因素,是转子结构的布置难度。由于极数多,过小的转子直径难以布置众多的磁极。设计中,应有足够的磁极极身宽度,以使极身磁通密度在合理的范围内。同时,两极绕组之间的最小距离不能过小,一般应大于 15mm。

飞轮力矩 GD^2 是水轮机调保需要对发电机提出的要求,要求在机组甩负荷时能有效地控制速度上升率和压力上升率。同时,较大的 GD^2 对发电机的动态稳定性有利。设计中,在满足合同 GD^2 要求的情况下,选取较大的发电机直径是有益的。

2.1.2 定子铁心长度 l_t 的选择

当水轮发电机电磁负荷确定,并选取了定子铁心内径

后,铁心长度 l_t 就已确定,即

$$l_t = \frac{S_n}{KK_w AB_8 D_1^2 n_N}$$

定子铁心长度是否合理,取决于如下几个因素:

- (1) 铁心制造、安装的工艺性。
- (2) 铁心长期运行的可靠性。
- (3) 发电机的通风性能。
- (4) 工厂叠片下线机组的运输问题。
- (5) 铁心合理的长径比。

较长的定子铁心无疑会给制造、安装带来困难,也会影响机组的长期安全运行。较长的定子铁心必然使转子磁极、磁轭也长,工地叠片较难控制铁心的紧量、轴向直线度等,且刚度难以保证。磁极、磁轭过长的键配合也会影响整个转子的整体性。因此,定子铁心长度 l_t 的选取一般不要超过 3.5m,对于超大型的全空冷水轮发电机不要超过 3.8m。目前,世界上铁心长度最长的水轮发电机是古里 II 水电站, l_t 为 3.8m。

过长的铁心长度还会使发电机的通风性能变差。对于具有风扇(特别是轴流风扇)的水轮发电机会使铁心中部的风量较小,轴向风量分布不均,造成转子绕组中部温度高。即使是纯径向通风方式的水轮发电机,过长的铁心长度也难以保证风量沿轴向的均匀性。

对于工厂叠片下线的水轮发电机,分瓣定子的运输是制约铁心长度的关键因素。如果铁路运输分瓣定子,铁心长度一般不能超过 2.5m。

设计中,也要考虑发电机的长径比(定子铁心长度与定子铁心内径之比) l_t/D_1 。过大的长径比对机组的轴系稳定性不利。因此,一般 $l_t/D_1 < 0.3$ 。对于高速、大容量的水轮发电机,特别是抽水蓄能发电电动机,可以突破此值,但机组轴系刚度在设计中应特别加强。

2.2 气隙长度 δ 的选择

为了得到较好的正弦波主极磁场,水轮发电机的气隙一般都是设计成不均匀的。我国的水轮发电机都按 $\delta_{\max}/\delta_{\min} = 1.5$ 设计气隙,以得到较佳波形的磁场。国外也有按三段圆弧设计磁极表面,中段半径大,两端半径小,这是为了减小磁场的峰值,使中部磁场更平均。

用于计算气隙磁动势的气隙长度(计算气隙长度)按下式计算

$$\delta' = \delta_{\min} + \frac{1}{3}(\delta_{\max} - \delta_{\min})$$

$$\text{当 } \frac{\delta_{\max}}{\delta_{\min}} = 1.5 \text{ 时, } \delta' = 1.166\delta_{\min}$$

水轮发电机气隙长度的大小对发电机的参数、运行性能及技术经济指标等有直接影响。增加气隙长度,可提高发电机的短路比和稳态稳定性,但励磁安匝相应增加,转子用铜量增加,成本提高。通常气隙长度是按短路比 K_s 或直轴瞬变电抗 X'_d (不饱和值)的要求确定,即

$$\delta_{\min} = (0.35 \sim 0.4) \frac{Ar}{X'_d B_8}$$

$$\delta_{\min} = (0.31 \sim 0.355) \frac{K_s Ar}{B_8}$$

式中: τ 为极距。

对于额定容量 S_N 小于 50MW 及定子铁心内径 D_1 小于 10m 的水轮发电机,应取下限。

从安装方便及运行可靠角度出发,水轮发电机的气隙长度可按下述经验公式确定

$$\delta_{\min} \geq (0.12 \sim 0.15)(1 + D_1) \times 10^{-2}$$

2.3 定子槽数的选择

水轮发电机定子槽数的选择, 主要依据如下原则:

- (1) 合理的定子槽电流和电负荷。
- (2) 绕组的对称性。
- (3) 避免较大的次谐波振动。
- (4) 避免较大的波形畸变和电话干扰系数。
- (5) 硅钢片的利用率。

2.3.1 根据槽电流和电负荷选择槽数

定子槽数 Z 与槽电流 I_s 和电负荷具有如下关系

$$Z = \frac{\pi D_1 A}{I_s} \quad (3.2-12)$$

式中: I_s 为槽电流, 等于每槽导体数 N_s 与支路电流 I_a 的乘积。

槽电流是水轮发电机的重要参数之一, 它关系到发电机散热的好坏。槽电流大, 散热条件差, 还将导致铜损耗和附加损耗增加, 在工艺上由于绕组截面增大, 使制造较困难。

现代水轮发电机, 槽电流一般控制在 3500~7500A, 大型发电机取上限, 内冷发电机还可突破上限。

槽电流是难于调整的, 它由支路数决定, 水轮发电机在转速决定下来后, 支路数的选择受对称条件限制。因此, 为了得到合适的电负荷, 只有通过槽数的选择来满足电负荷的合理性。一般槽电流大, 则选择较少的槽数。

2.3.2 槽数必须满足对称条件

三相发电机的对称条件是: 三相绕组合成电势必须幅值相同, 相位互为 120°电角度; 每相中各支路合成电势必须幅值相同, 相位相同。

对双层绕组的对称条件表达式如下

$$\left. \begin{aligned} \frac{d}{3} &= \text{整数} \\ \frac{2p}{ad} &= \text{整数} \\ \frac{z}{3t} &= \text{整数} \end{aligned} \right\} \quad (3.2-13)$$

式中: d 为分数绕组每极每相槽数 $q = \frac{Z}{2pm} = b + \frac{c}{d}$ 中的分母; p 为极对数; a 为并联支路数; t 为单元电机数。

选择水轮发电机并联支路数和定子槽数, 必须满足式 (3.2-13) 对称条件 (特殊绕组中非对称支路例外)。

2.3.3 根据振动和谐波计算选择槽数

分数槽绕组将产生一系列分数次谐波, 它们和主极磁场相互作用可能产生一系列的力波, 当某些力波的频率和定子铁心的扰动频率重合时, 将发生共振, 引起定子铁心振动。这种振动是十分有害的, 它取决于定子分数次谐波的次数和定子铁心的刚度。而定子铁心的刚度较难改变, 因此, 避开某些容易引起振动的槽数是必要的。

整数槽绕组的电压波形是比较差的, 特别是每极每相槽数 q 值低的整数槽, 其波形畸变率和电话干扰因素都较大, 对其输出电压波形的品质和对通信干扰都是不利的。

水轮发电机定子槽数的选择, 还要考虑合理的材料利用。定子扇形片的弦长应尽可能的满足钢厂批量出品的硅钢片宽度。冲剪余量一般双边留 10~15mm。

2.4 定子绕组设计

2.4.1 绕组的分类

水轮发电机定子绕组按连接方式可分为叠绕组 (见图 3.2-

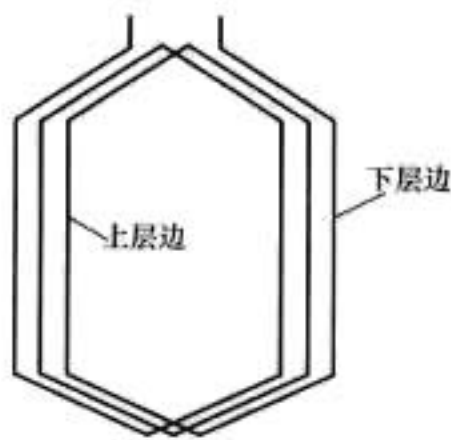


图 3.2-5 叠绕组接线示意图

5) 和波绕组 (见图 3.2-6); 按每极每相槽数可分为整数槽和分数槽绕组; 按槽内层数可分为单层绕组和双层绕组。

叠绕组又可分为圈式叠绕和条式叠绕。圈式叠绕组主要用于小型水轮发电机, 其匝数容易调整, 从而可获得适合的槽电流和电负荷。

通常采用短节距, 可减少绕组端部长度, 但极间连接线多。工艺上, 一般绕组槽部加热固化, 端部不固化, 以便于下入槽中。端部绝缘自然固化不如全固化绕组绝缘质量好。而条式叠绕组的绕组工艺上采用

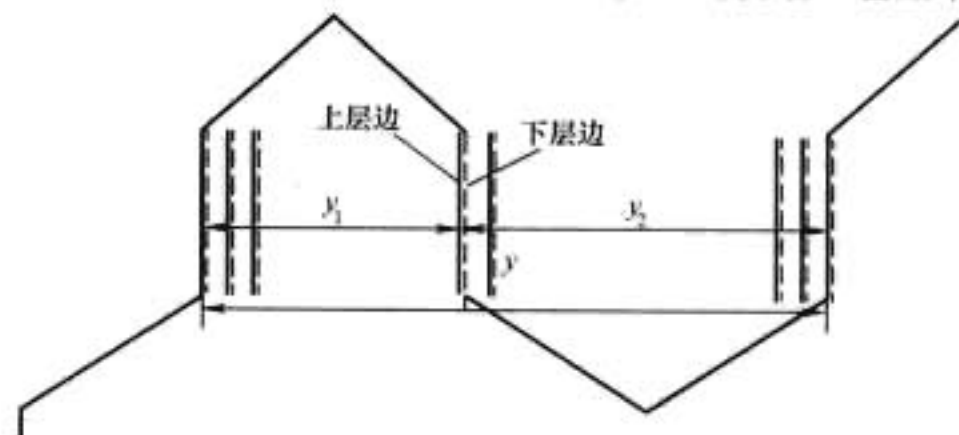


图 3.2-6 波绕组接线示意图

全固化, 一般由单匝组成。这种绕组也用于大型水轮发电机, 如 GE 公司长期以来都采用此种叠绕组。该绕组的优点是: 端部用铜少, 属于集中绕组, 可降低发电机电磁刚度值, 减少发电机单边磁拉力, 有利于机组的轴系稳定性。缺点是: 极间连线多, 并在空间上存在立体交叉。

波绕组的连接是通过线棒端部进行自然连接而成的。因此, 端部接线很少, 连接极为方便。大多数的大型水轮发电机都采用条式波绕组。

条式叠绕组和条式波绕组都可以方便地进行换位, 以尽可能地消除股间环流。而圈式叠绕组不能在槽内换位, 一般不进行换位, 因此股间环流较大。有的圈式叠绕组采用端部 180°换位, 但其工艺性差, 容易破压。采用“R-T”换位是一种较为方便的圈式叠绕组换位技术, 它是在每条支路的一半处进行 180°换位, 并要求每个绕组焊头是绝缘匝间股线, 以达到每支路内导体间的电势平衡。

绝大多数的水轮发电机都是采用双层绕组。为减少定子内冷发电机的端部冷却介质接头, 可以采用单层绕组。但单层绕组连接较为困难, 且这种绕组建立的次谐波容易导致发电机的电磁振动, 因此, 目前极少采用。

2.4.2 绕组节距设计

水轮发电机定子绕组节距设计是为了达到有效削弱谐波电势而使基波电势最大化的优化设计。

短距比是绕组的有效节距与每极槽数的比值, 用 β 表示。

绕组各次谐波短距系数

$$K_{\nu} = \sin \left(\beta \frac{\pi}{2} \nu \right)$$

式中: ν 为谐波次数。

2.4.3 特殊绕组设计

(1) 非标准相带的设计。水轮发电机定子绕组多数情况下, 都采用 60°标准相带连接, 以使其得到最大的分布系数 K_d , 但在一定的特殊情况下, 如便于波绕组的连接, 也可采用非标准相带设计 (详见第 3 章), 此时的 K_d 应进行专门的计算, 并考虑到对励磁等方面的影响。

(2) 非对称支路。在式 (3.2-13) 中列出了绕组的对称条件, 对于发电机支路对称条件为: $\frac{2p}{ad} = \text{整数}$ 。

有时, 对于一些特定的转速, 水轮机将具有优越的运行特性, 但这一转速可选的对称支路数的槽电流却无法达到要求。针对这一特殊情况, 发电机可考虑选用非对称支路, 以得到较好的槽电流匹配。

非对称支路的设计应进行详细的计算, 并要求各支路间的合成电势相量、方向相同, 允许电势幅值存在微小的差别, 使支路环流电流最小。在电势计算的基础上进行环流计算, 该环流值不得超过基波电流的 1%。

(3) 集中绕组的设计。大多数大型水轮发电机都采用波绕组连接, 其优点是: 接线简单美观、连接线少。每条支路的路径通过绕组的自然连接分布定子全圆周, 又称为分布绕组, 见图 3.2-7。而叠绕组却连接成集中绕组, 它的每条支路集中在圆周的一个独立区域内, 见图 3.2-8。

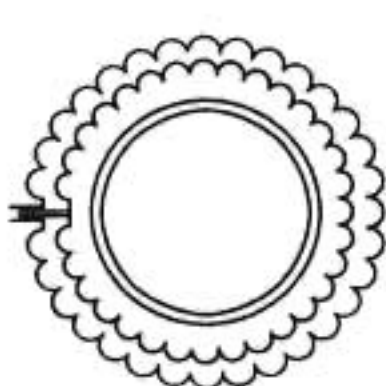


图 3.2-7 分布绕组

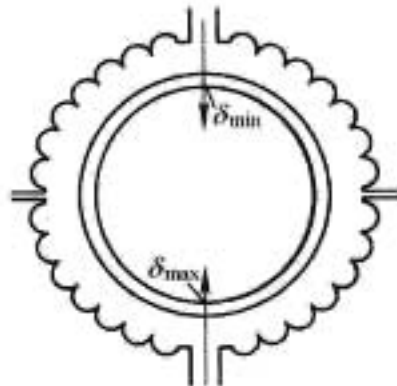


图 3.2-8 集中绕组

集中绕组每条支路局部分布, 由于转子偏心的存在, 每条支路感应的电势略有差别, 这使得支路间产生微小的环流。该电流将产生一个力, 阻止磁通的变化, 也就阻止转子的进一步偏心。在理论上, 被称为发电机电磁刚度的下降, 见图 3.2-9。

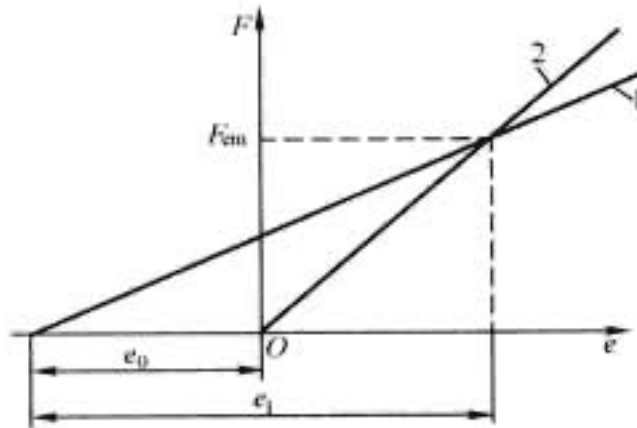


图 3.2-9 发电机磁拉力与气隙偏心关系
 e_0 —转子原始偏心值; e_1 —转子运行后的偏心值; F_m —发电机运行的磁拉力
1—电磁刚度; 2—机械刚度

发电机在运行中由于安装的原因, 总是存在原始偏心, 这使转子受到单边磁拉力, 由于磁拉力的作用, 转子进一步偏心, 进一步偏心又加大磁拉力, 使运行沿直线 1 发展, 这就是电磁刚度的意义。直线 2 机械刚度的意义是: 当转子偏心后, 由于支点及轴的变形产生反作用力, 当该作用力小于此时的磁拉力时, 转子偏心加大, 直到反作用力与磁拉力相等时, 运行就稳定下来, 即在图中直线 1 与直线 2 的交点处。此时, 横坐标加上原始偏心 e_0 即为转子的总偏心值, 纵坐标 F_m 为发电机单边磁拉力。

电磁刚度的下降使机械刚度与电磁刚度的交点下移。这可有效降低发电机单边磁拉力 F_m 和转子总偏心值 e_1 , 使运行更稳定。

集中绕组能大幅降低电磁刚度, 这对发电机的运行稳定性十分有益。集中绕组对电磁刚度的削弱作用, 工程上用

磁刚度阻尼系数 α 加以考虑, α 的大小取决于发电机并联支路数和绕组的集中程度。叠绕组的集中程度最高, 波绕组也可连接成一定集中程度的集中绕组, 即在波绕组自然连接到圆周的一个区域内, 再通过极间连线使绕组反向反复经过该区域, 使该支路始终在特定的区域分布。当然, 这会增加绕组接线的难度。

集中绕组的缺点是: 支路之间存在微小的环流, 但该电流值非常小, 对发电机的影响很小。

3 运行特性

3.1 空载特性

空载特性曲线是当定子电流为零 (定子开路) 时, 定子端电压和转子励磁电流的关系曲线。

通过空载特性曲线, 可以求出同步电抗 X_d 的饱和值、保梯电抗 X_p 和电压调整率 ΔU 。

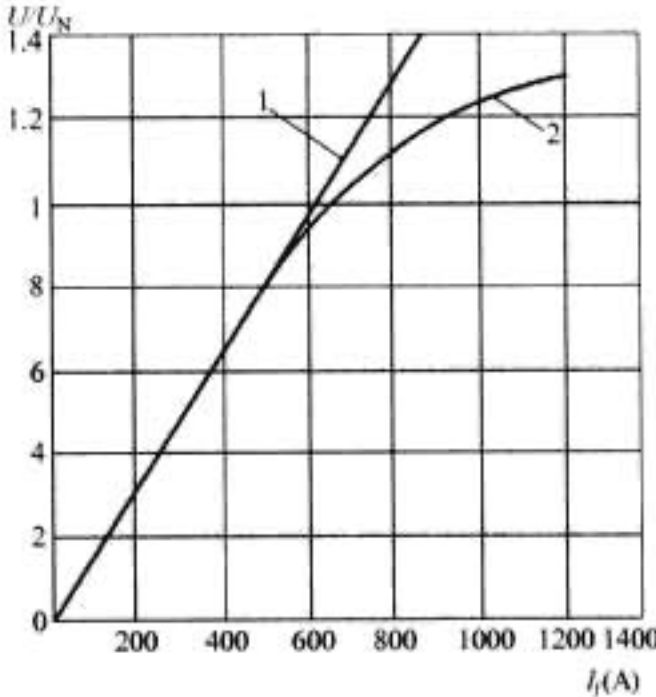


图 3.2-10 发电机空载特性曲线
1—气隙线; 2—空载特性曲线

3.1.1 通过空载特性曲线求同步电抗 X_d 的饱和值

在图 3.2-11 中, A 点是空载特性曲线上对应额定工况内电势 E_i 的点, OA 即为反映额定工况饱和程度的线性化空载特性。如果过零功率因数饱和曲线上对应额定电压 U_N 的 C 点作横轴的垂线, 交 OA 的延长线于 T 点, CT 的标么值就是对应额定工况饱和度的同步电抗 X_d 饱和值的标么值。

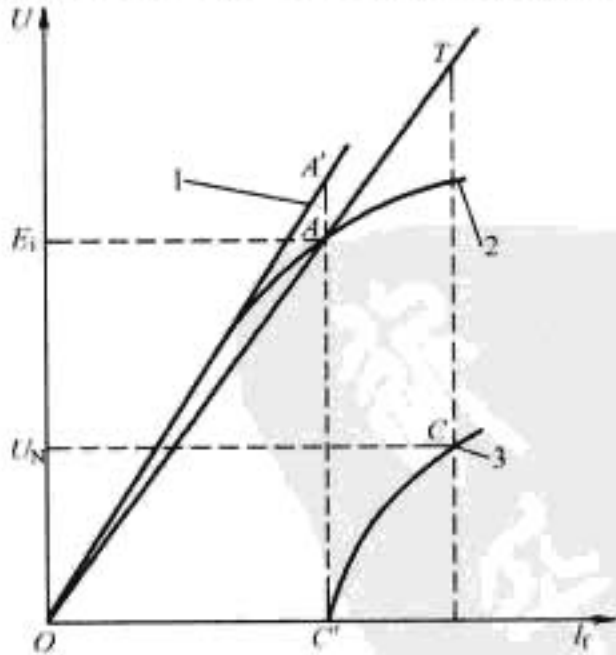


图 3.2-11 通过空载特性曲线求同步电抗的饱和值
1—气隙线; 2—空载特性曲线; 3—零功率因数饱和曲线

从零功率因数饱和曲线上电压为零的点 C' 作垂线, 交于空载特性曲线的切线 (气隙线) 于 A' 点, A'C' 对应 X_d 的未饱和值。

(注: 零功率因数饱和曲线是当定子电流为额定值、功率因数

为零(滞后)时,定子端电压和转子励磁电流的关系曲线。)

3.1.2 通过空载特性曲线求保梯电抗 X_p

在图 3.2-12 过零功率因数饱和曲线上对应额定电压 U_N 的点 D 作平行于横轴的直线,在直线上截取 $DH=AO$ (即短路电流为额定值时的励磁电流),从点 H 作平行于气隙线的直线,交空载特性曲线于 Q 点,从 Q 点作垂线交 DH 于 F 点, $\triangle QFD$ 为电抗三角形, QF 的长度按标么值计算时就是保梯电抗 X_p 的标么值。

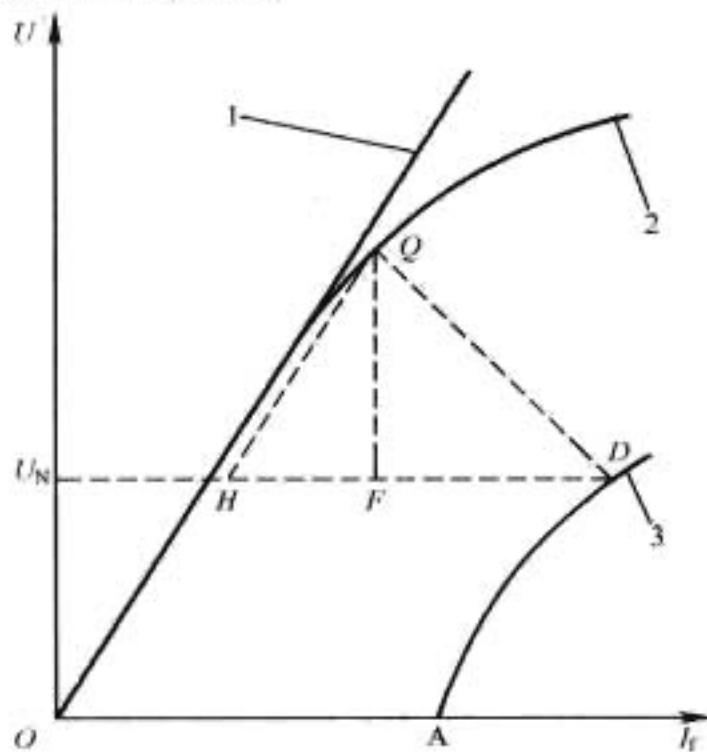


图 3.2-12 通过空载特性曲线求保梯电抗 X_p
1—气隙线; 2—空载特性曲线;
3—零功率因数饱和曲线

3.1.3 通过空载特性曲线求电压调整率 ΔU

电压调整率 ΔU (突然甩负荷时发电机的电压上升率) 为额定励磁电流下发电机空载电压高于额定电压的比例, 即 $\Delta U = (U_0 - U_N) / U_N$ 。

在图 3.2-13 中, 从负载饱和曲线上对应额定电压的 M 点作横轴的垂线 MN 交空载特性曲线于 N 点, 显然 MN 即为电压调整率 ΔU 。

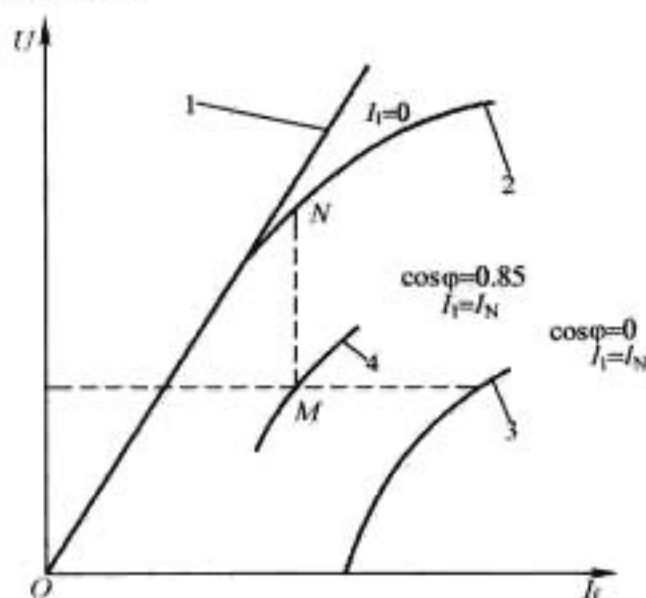


图 3.2-13 通过空载特性曲线求电压调整率 ΔU
1—气隙线; 2—空载特性曲线; 3—零功率
因数饱和曲线; 4—负载饱和曲线

负载饱和曲线是当定子电流为额定值、功率因数为额定值时, 定子端电压和转子励磁电流的关系曲线。

3.2 短路特性

短路特性曲线 (也称阻抗线) 是在三相稳态短路情况下, 定子电流与励磁电流的关系曲线。由于发电机铁心不饱和, 它实际上是一条直线, 如图 3.2-14 所示。

3.3 功率运行特性

功率运行特性曲线是根据水轮发电机的直轴同步电抗不

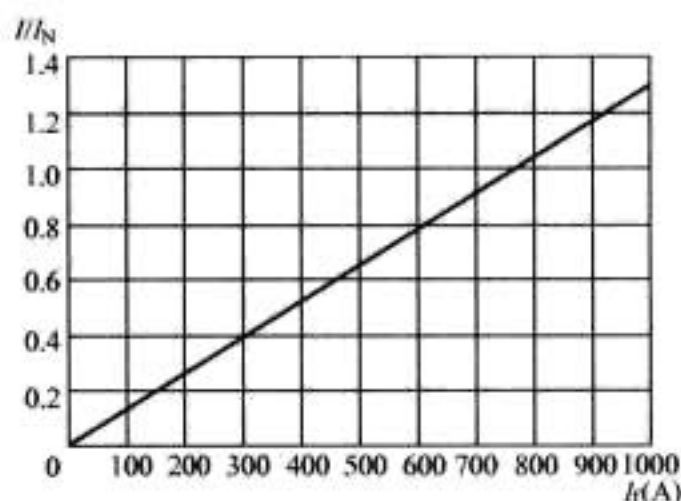


图 3.2-14 短路特性曲线

饱和标么值 X_d^* 和交轴同步电抗不饱和标么值 X_q^* 绘制出来的, 见图 3.2-15。

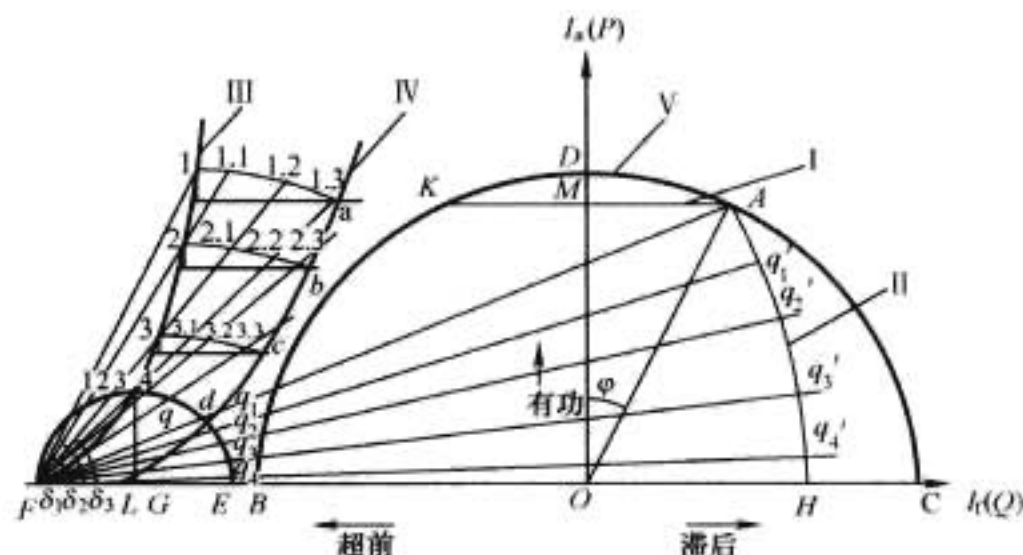


图 3.2-15 发电机功率圆图

I—功率限制线; II—转子发热限制线; III—理论运行极限;
IV—留有 10% 裕量的实际运行极限; V—定子发热限制线

(1) 电磁功率最大值表达式

$$P_{\max} = U^* \cdot 2 \frac{X_d^* - X_q^*}{X_d^* \cdot X_q^*} \cdot \frac{\sin^3 \delta}{\cos \delta}$$

式中: U^* 为端电压标么值; X_d^* 、 X_q^* 为直、交轴同步电抗 (不饱和标么值)。

(2) 设功率角 δ 值, 求相应的 P_e 值。建议 δ 取 80° 、 75° 、 70° 、 65° 、 60° 、 55° 、 50° 、 45° 。

(3) 计算 U^{*2}/X_q^* 、 U^{*2}/X_d^* 。

(4) 作水平直线, 取线上点 O 为圆心, 以 $I/I_N=1$ 作电流圆交坐标轴于 B 、 D 、 C 。以下均用标么值作图。

(5) 以 U^{*2}/X_q^* 取 F 点, 以 U^{*2}/X_d^* 取 E 点, 以 FE 为直径, 以 G 为圆心作磁阻圆 (下称小圆)。

(6) 过 F 点作对应于 δ 角的射线, 对应于 P_e 值在纵轴坐标上取点 1、2、3、4... (第 4 点必须为过 G 作垂线交于小圆的交点), 连接 1、2、3、4、 F 点, 即为理论静稳定极限曲线。

(7) 过 F 点作若干条射线, 取 1—1 长度沿小圆弧上滑动得点 1.1、1.2、1.3...; 取 2—2 长度沿小圆弧上滑动得点 2.1、2.2、2.3...; 同理作出 3.1、3.2、3.3..., 并分别连成曲线。

(8) 从点 1、2、3... 上分别量取 $0.1P_e$, 并作水平线, 分别交步骤 (7) 曲线于 a 、 b 、 c 、 d ... 连接 a 、 b 、 c 、 d ... 交横轴于 L 点, 即为具有 10% 裕量的实际静稳定极限曲线。10% 即为考虑过负荷之值。此外, $FL=0.1Aq$ 。

(9) 过 O 点取 φ 角作直线交电流圆于 A 点, 连接 A 、 F 点, 交小圆于 q 点, $Aq=I_N^*$ 。

(10) 过 F 作若干射线在 \widehat{AC} 范围内, 取 Aq 长沿小圆弧滑动, 量取 $q_1q'_1$ 、 $q_2q'_2$ 、 $q_3q'_3$... 直到 H 点, 连接 q'_1 、 q'_2 、

$q'_3 \cdots H$, 使 \widehat{AH} 上各点到 \widehat{qE} 上各点相等, 则 \widehat{AH} 就是转子发热限制线。

(11) AK 为原动机功率线, \widehat{AD} 和 \widehat{DK} 为定子电流线, OM 为有功功率, AM 为滞后无功功率, KM 为超前无功功率。

3.3.1 调相运行

利用同步发电机运行的可逆性, 尤其是同步水轮发电机组, 发电机在水轮机的拖动下, 作发电机运行, 发出有功功率和无功功率; 在无原动机拖动时, 吸收系统电网少量有功功率, 可以作为无功发电机发出无功功率, 即调相运行。改变励磁电流的大小, 即可改变发出无功功率的多少。发电机作调相运行, 在过励时相当于一台电容器, 而在欠励时则为一个电抗器, 只要调节励磁电流就能灵活地调节其无功功率的性质和大小, 提高电网电压的稳定性和合格率。

水轮发电机作调相运行时的容量, 按转子励磁绕组的允许温升确定。通常水轮发电机的调相容量范围 $Q_k = (0.6 \sim 0.75)S_N$ 。

3.3.2 充电运行

水轮发电机投入空载高压长距离输电系统运行称为“充电运行”, 这也是进相运行的一种方式。在一定励磁方式所能提供的最低稳定电压条件下, 为了使发电机端电压不超过额定值, 应满足

$$Q_c \geq Q'_c$$

式中: Q'_c 为输电线路的容性负荷; Q_c 为发电机的充电容量。

3.3.3 进相运行

随着电力系统的发展, 高压输电线路和电缆长度增加, 使系统产生的容性无功功率相应增大。另外, 为补偿高峰负荷时的无功功率不足而装设的静电电容, 在低负荷时产生的容性无功功率可能会超过感性无功功率, 在电网某些点上会出现电压超过上限的情况。因此, 对水轮发电机提出了作进相运行的要求, 即发电机在欠励状态下, 向系统输送容性无功功率和部分有功功率。水轮发电机进相运行时, 具有下列特点:

(1) 进相运行时, 由于定子端部漏磁和由漏磁引起的损耗要比调相运行时增加, 所以定子端部附近各金属件温度将升高, 最高温度一般发生在铁心两端的齿部。这种情况随发电机容性无功功率的增加而更为严重。发电机在进相运行时, 定子端部温升可以通过作图法得出。

图 3.2-16 中, A 点是额定运行点, K 点是进相运行点, 连接 FK 和 FA 交小圆于 q 点和 q' 点。在 $q'A$ 上再取一点 I 使 $AI = 0.3Aq'$, 连接 OI 即为额定运行时定子端部的温升; 在 qK 再取一点 H 使 $KH = 0.3Kq$, 连接 OH 即为进相运行时定子端部的温升。

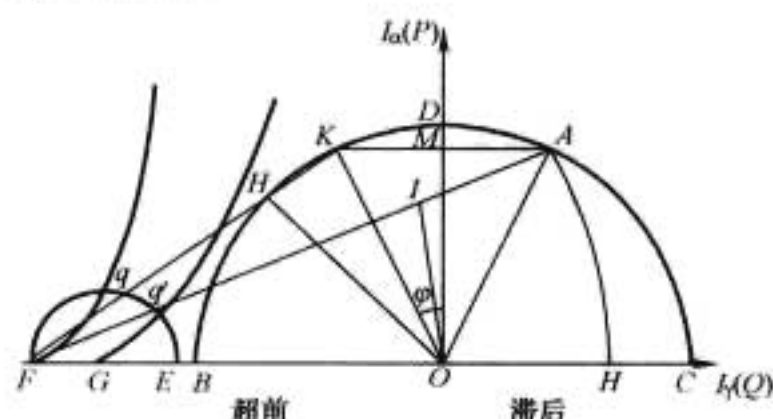


图 3.2-16 发电机进相运行时定子端部温升作图

(2) 静态稳定度一方面与发电机的电磁设计参数有关, 另一方面与发电机所处系统、选用的励磁系统性能、整定等

因素有关。目前, 绝大多数运行部门均使用了自动励磁调节装置, 尽管它并不是进相运行的必备条件。但自动励磁调节装置对提高发电机静态稳定度有显著作用, 选用性能优良的励磁系统可适时改善实际的运行功角特性, 提高功率极限, 扩大机组稳定运行区, 提高发电机进相运行能力和进相运行时的抗干扰能力。

(3) 发电机厂用电电压与发电机机端电压和电网电压关系密切。进相运行时, 在机端电压下降的情况下, 发电机要达到额定出力, 只有加大电枢电流, 而这会受到定子发热的限制。只要定子电流不超过额定值, 机端电压低对发电机本身并无影响。但考虑到电厂实际情况, 过低的机端电压将影响挂在厂用电网上的附属动力设备(如风机、泵类电机)的正常运行, 因此, 厂用电电压水平往往成为限制发电机进相运行能力的一个因素。

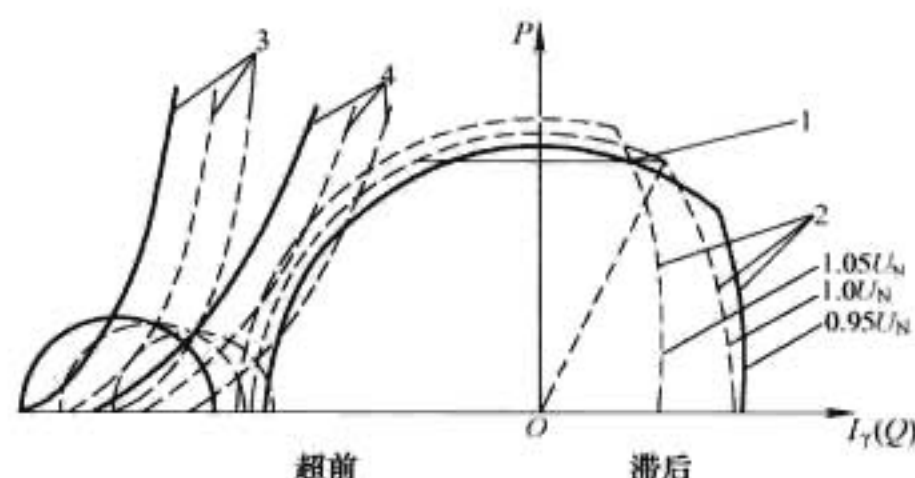


图 3.2-17 发电机电压波动运行功率圆图
1—功率限制线; 2—转子发热限制线; 3—理论运行极限;
4—留有 10% 裕量的实际运行极限

3.3.4 电压波动情况下的运行

3.4 V 形曲线

发电机在与电网并列稳态运行时, 随其负荷的变化, 定子电流的大小和相位(功率因数)也发生变化。运行部门十分关心在不同的功率因数下, 发电机能正常运行的允许出力限制线。

除了原动机输出功率的限制外, 发电机本身的容量也受到定子绕组发热、转子绕组发热, 低励磁时定子端部发热和发电机稳定等各种因素的限制。作为电磁设计的结果, 设计人员应绘制出反映发电机在考虑上述限制后的运行能力曲线, 并从曲线上看到发电机各负荷量的关系, 这就是“V 形曲线”(图 3.2-18)。

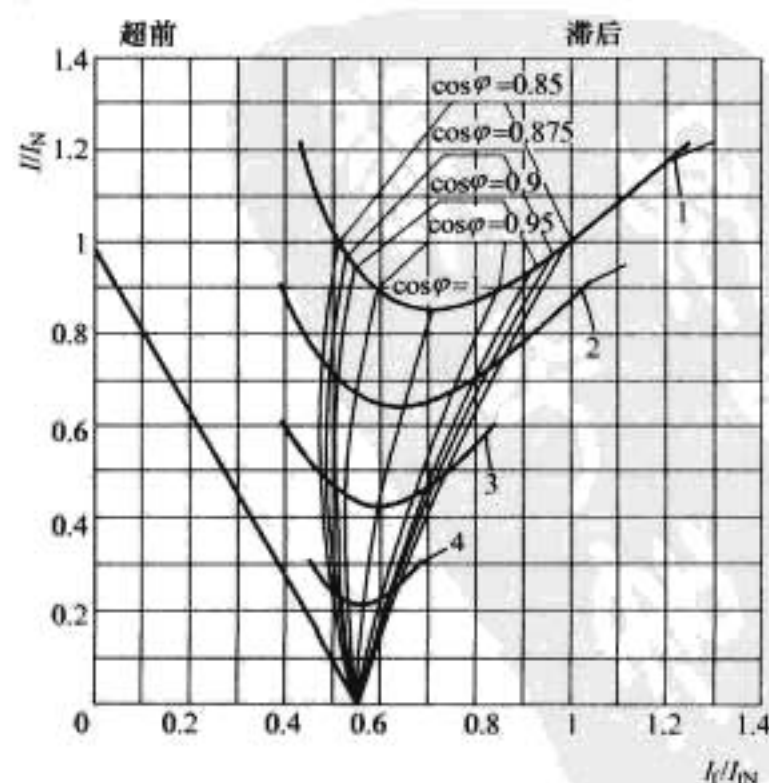


图 3.2-18 发电机 V 形曲线

曲线 1: $P/P_N=1.00$

曲线 2: $P/P_N=0.75$

曲线 3: $P/P_N=0.50$

曲线 4: $P/P_N=0.25$

V 形曲线是在额定电压下, 定子电枢电流 (纵轴) 与励磁电流 (横轴) 的相互变化关系, 包括两种曲线。

3.4.1 等功率因数线

通常取比值如下:

欠励 $\cos\varphi=0, 0.7, 0.75, 0.8, 0.85, 0.9, 0.95$

$\cos\varphi=1$

过励 $\cos\varphi=0.95, 0.9, 0.85, 0.8, 0.75, 0.7, 0$

利用计算机程序, 恒定某一功率因数, 自动改变功率进行计算, 分别输出电枢电流和相应的励磁电流后作图。

3.4.2 等功率曲线

在相同的有功功率输出下, 励磁电流的变化 (功率因数的变化) 引起电枢电流的变化, 且这些曲线在 $\cos\varphi=1$ 时为最小值, 即电枢电流最小。通常取 P/P_N 为 1.0, 0.75, 0.5, 0.25 几种情况, 对不同的 $\cos\varphi$ 进行负载励磁安匝计算。

同样, 利用计算机程序恒定某一功率输出, 自动改变功率因数进行计算, 分别输出电枢电流和相应的励磁电流便可作图。

计算过程如下:

(1) $K_1=U/U_{ph}$ (标么值)

(2) $K_2=I/I_N$ (标么值)

(3) $AW_{Ap}=K_2AW_k-K_1K_2X_p^*AW_0$

式中: AW_k 为短路电流为额定电流时的磁动势; X_p^* 为保梯电抗 (标么值); AW_0 为额定电压时的气隙磁动势 (空载时)。

(4) $e_1=\sqrt{(K_1\cos\varphi\pm K_2r_1)^2+(\pm K_1\sin\varphi+K_2X_p^*)^2}$

(5) $v=AW_0/AW_0$

(6) $AW_1=AW_0e_1^a$

$\alpha=f(v)$ 关系式, 查文件 “DZ27—63 中电磁计算公式”。

式中: AW_0 为额定电压下的空载磁动势。

(7) $AW_n=$

$$AW_0\sqrt{\left[\frac{e_1^{a-1}(K_1\cos\varphi\pm K_2r_1)}{AW_0}+e_1^{a-1}(\pm K_1\sin\varphi+K_2X_p^*)\right]^2+\left[\frac{AW_{Ap}}{AW_0}+e_1^{a-1}(\pm K_1\sin\varphi+K_2X_p^*)\right]^2}$$

(8) $I_f=\frac{AW_n}{2W_2}$

3.5 短路运行

发电机正常运行时, 无论是与发电机相连接的电力系统 (包括出口母线、变压器和高压输电线) 发生故障, 还是发电机内部出现绝缘故障产生突然短路, 定子绕组内部会流过远大于额定值的电流, 这一电流会在绕组和固定部件上产生很大的电动力, 导致绕组短时过热。此外, 还会产生很大的电磁力矩作用在发电机转轴上, 并通过定子机座作用到基础上。

突然短路时, 定子电流的突然变化会引起磁通量出现变化的趋势, 但由于磁链不能突变, 将使与这一定子磁通交链的转子励磁绕组和阻尼绕组产生感应电流, 以阻止磁通的突然变化。反过来, 这些电流又在定子电流中感应一些附加分量。以上每一电流分量的大小和短路前的电势有关, 和发电机的电抗大小有关。而电流的衰减规律将由与各自回路的电抗和电阻大小有关的时间常数来决定。

3.5.1 三相突然短路

为了便于分析, 根据突然短路的物理过程和磁链分析原理, 将突然短路电流分成超瞬变分量、瞬变分量和稳定分量。另外, 定子绕组内还存在非周期分量电流。分别计算它们的幅值, 用其各自的时间常数将其表达成反映其衰减规律的突然短路电流计算式, 绘制成突然短路电流衰减曲线。

(1) 超瞬变电流初始值为

$$I_1''=E''/X_d''$$

式中: E'' 为超瞬变电势, $E''=E_t+I_tX_d''\sin\varphi$ 。

短路前发电机电压 E_t (标么值) 可取 1.05, 短路前发电机电流 I_t (标么值) 可取 0.95。

(2) 瞬变电流初始值为

$$I_1'=E'/X_d'$$

$$E'=E_t+I_tX_d'\sin\varphi$$

式中: E' 为瞬变电势。

(3) 非周期分量电流初始值为

$$I_{dc}=\frac{\sqrt{2}E_t}{X_d''}$$

(4) 短路电流有效值的初始值为

$$I_n=\sqrt{I_{dc}^2+I_1''^2}\approx\sqrt{3}\frac{E''}{X_d''}$$

(5) 短路电流峰值的初始值为

$$I_p=I_{dc}+\sqrt{2}I_1''$$

$$=2\sqrt{2}\frac{E''}{X_d''}$$

(6) 稳定短路电流为

$$I_s=\frac{1}{X_d}\left(\frac{AW}{AW_g}\right)$$

式中: AW 为短路前转子总磁势安匝。

3.5.2 两相突然短路

(1) 超瞬变电流初始值为

$$I_{12}''=\frac{\sqrt{3}E''}{X_d''+X_2}$$

(2) 瞬变电流初始值为

$$I_{12}'=\frac{\sqrt{3}E'}{X_d'+X_2}$$

(3) 非周期分量电流初始值为

$$I_{dc2}=\sqrt{2}\frac{\sqrt{3}E_t}{X_d''+X_2}$$

(4) 短路电流有效值的初始值为

$$I_{a2}=\sqrt{I_{dc2}^2+I_{12}''^2}$$

(5) 短路电流峰值的初始值为

$$I_{p2}=I_{dc2}+\sqrt{2}I_{12}''$$

(6) 稳定短路电流为

$$I_{12}=\frac{\sqrt{3}}{X_d+X_2}\frac{AW}{AW_g}$$

3.5.3 单相对中性点短路

(1) 超瞬变电流初始值为

$$I_{11}''=\frac{\sqrt{3}E''}{X_d''+X_2+X_0}$$

(2) 瞬变电流初始值为

$$I_{11}'=\frac{\sqrt{3}E'}{X_d'+X_2+X_0}$$

(3) 非周期分量电流初始值为

$$I_{dc1}=\sqrt{2}\frac{\sqrt{3}E_t}{X_d''+X_2+X_0}$$

(4) 短路电流有效值的初始值为

$$I_{s1} = \sqrt{I_{dcl}^2 + I_{il}^2}$$

(5) 短路电流峰值的初始值为

$$I_{p1} = I_{dcl} + \sqrt{2} I_{il}''$$

(6) 稳定短路电流为

$$I_{s1} = \frac{\sqrt{3}}{X_d + X_2 + X_0} \frac{AW}{AW_g}$$

3.5.4 考虑外阻抗时的短路电流

在实际情况下, 突然短路常常发生在电力系统的某一处。此时, 可以认为发电机接有一个外部阻抗 X_e (包括母线、变压器和输电线路阻抗), 短路发生在阻抗外侧。此种情况下的短路电流值及其各分量的时间常数的计算方法与前述方法相同, 只需要在每一计算式中的电抗后加上外阻抗 (一般只算电抗) X_e 的标么值即可。

3.5.5 采用机端变励磁方式发电机的突然短路电流计算

前文分析中, 假设了在发电机短路的整个过程中, 发电机的励磁电流保持不变, 这对应于发电机采用他励 (同轴旋转励磁机) 励磁系统。

对采用带机端变压器和静止可控硅励磁系统的发电机来说, 当发电机机端出现突然短路时, 作为励磁源的机端电压变为零。如果发电机外的某处 (如变压器高压端) 发生突然短路, 机端电压也因为过电流产生的机内压降增大而下降。因此, 这种励磁方式的发电机突然短路电流的计算将不同于

前述的他励方式发电机。

一般情况下, 如果发电机外发生短路使发电机端电压下降时, 发电机将自动强励。发电机在突然短路时又强励, 相当于发电机转子回路接入一个负电阻, 短路时电流的衰减时间常数加大, 衰减减慢。

考虑上述因素后, 采用机端变励磁的发电机的突然短路电流的计算方法为

$$\left. \begin{aligned} I_{sh} &= \left(\frac{1}{X_{de}''} - \frac{1}{X_{de}'} \right) e^{-\frac{t}{T_d}} + \frac{1}{X_{de}} e^{-\frac{t}{T_{dk}}} \\ T_{dk} &= \frac{T_{d0} \frac{X_{de}'}{X_{de}}}{1 - K_f \frac{X_e}{X_{de}}} \end{aligned} \right\}$$

其中, 有关电抗为:

$$X_{de}'' = X_d'' + X_e$$

$$X_{de}' = X_d' + X_e$$

$$X_{de} = X_d + X_e$$

式中: T_{dk} 为考虑外部阻抗和强励的等效时间常数; X_d'' 为发电机超瞬变电抗; X_d' 为发电机瞬变电抗; X_d 为发电机同步电抗; X_e 为发电机外部 (封闭母线、变压器、外部输电线等) 电抗; T_{d0} 为发电机开路时间常数; K_f 为强励倍数, $K_f = I_{ffc} / I_{fg}$; I_{ffc} 为发电机强励时的励磁电流; I_{fg} 为发电机气隙励磁电流。



第3章 水轮发电机结构

1 水轮发电机总体结构

水轮发电机的总体结构对电站主厂房高度、机组自身的经济指标和运行稳定性以及维护检修等都有直接影响。所以，在考虑水轮发电机总体结构时，必须立足全局，对各种因素进行综合权衡。

1.1 水轮发电机结构型式

1.1.1 结构型式

水轮发电机主要结构型式有卧式和立式两种。通常小容量水轮发电机多采用卧式结构，中等容量的水轮发电机采用立式或卧式结构，而大容量水轮发电机则广泛采用立式结构。

为了适应低水头的需要，贯流式水轮发电机组使用较多，这种机组的水轮机和发电机一起装入水电站过流部分的机壳内，所以一般为卧式结构。

水轮发电机的结构型式，在很大程度上与水轮机的特性和类型有关。不同类型水轮机与水轮发电机结构型式的关系见表 3.3-1。

表 3.3-1 水轮机类型与水轮发电机结构型式

水轮机类型		适用水头 (m)	结构型式
反击式	混流式	25~700	立式
	斜流式		立式
	轴流式	轴流定桨式 3~50	立式
		轴流转桨式 3~80	
	贯流式	灯泡式	卧式
		轴伸式	
		竖井式	
冲击式	水斗式	500~2000	卧式（中、小容量机组） 立式（大容量机组）
	斜击式	20~300	
	双击式	5~80	

1.1.2 轴承布置

立式水轮发电机按轴承布置的位置不同，分为悬式和伞（半伞）式两种不同型式，见图 3.3-1。

1.2 水轮发电机总体结构

水轮发电机的总体结构主要与轴承的布置位置密切相关。卧式机组和立式机组轴承的布置方式各有不同。

卧式机组轴承的布置，一般有三轴承和四轴承布置方式。具体的布置方式可根据水轮机的结构型式和电站具体条件来选择。

立式机组的轴承布置方式主要有悬式和伞式两种结构型式。

1.2.1 悬式结构

水轮发电机推力轴承布置在发电机转子上部，把整个发电机组转动部分悬挂起来，称为悬式结构。悬式水轮发电机

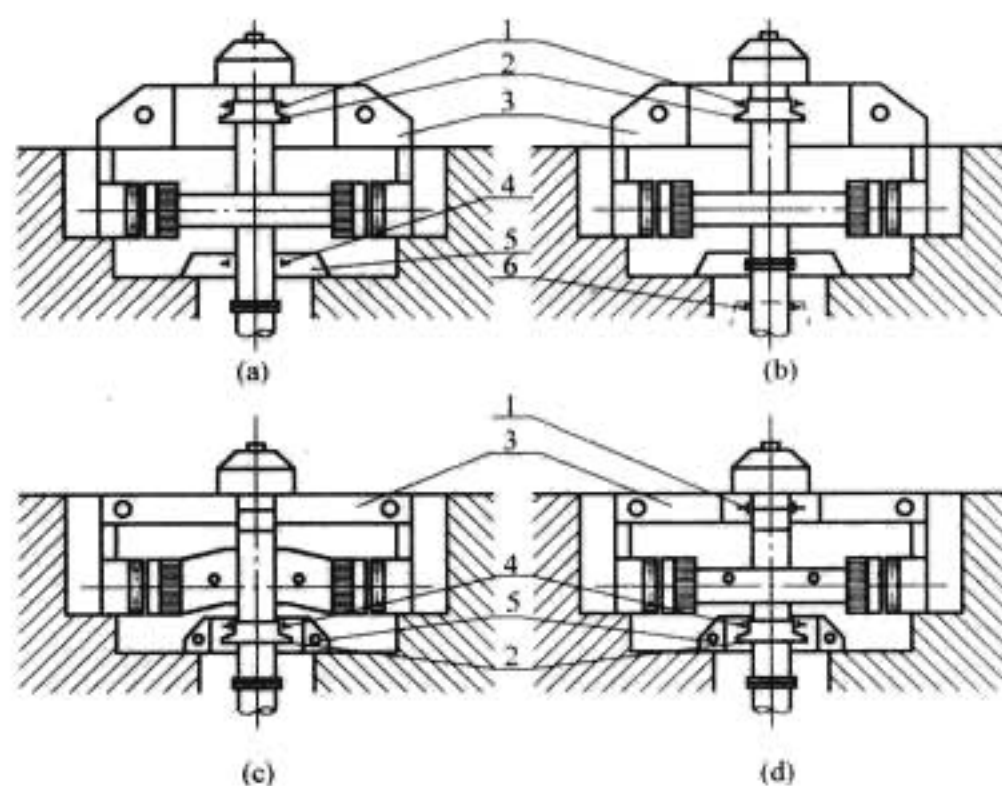


图 3.3-1 悬式、伞（半伞）式示意图

1—上导轴承；2—推力轴承；3—上机架；4—下导轴承；
5—下机架；6—水轮机导轴承

有两种结构类型：其一，通常在上机架中心体内装有上导轴承，见图 3.3-2，或在推力头外缘装有上导轴承，见图 3.3-3，同时在下机架中还装有以下导轴承，连同水轮机的水导轴承，组成了所谓三个导轴承的结构型式 [图 3.3-1 (a)]；其二，取消发电机的下导轴承，而保留发电机的上导轴承和水轮机的水导轴承，组成了所谓两个导轴承的结构型式 [图 3.3-1 (b)]。至于采用两导轴承还是采用三导轴承，以及上导轴承的布置位置，应根据机组的临界转速和轴系的稳定性等来选择。

悬式结构适用于高、中速水轮发电机组。其优点是：机组径向机械稳定性好，推力轴承损耗较小，维护、检修方便，如果选用取消下导轴承和下机架的结构型式，可使发电机的高度降低，从而减轻发电机重量和电站厂房高度，具有一定的经济性。但是大型水轮发电机如果选用悬式结构，其上机架为负重机架，承受总的推力，并置于定子机座上。因此，要求定子机座应有足够的刚度，以承受此负荷时不致有变形。在 20 世纪 50 年代，悬式结构曾被广泛地应用，但由于成本高，现在只用于高速水轮发电机。典型的悬式水轮发电机总体布置，见图 3.3-2 和图 3.3-3。

1.2.2 伞式结构

伞式结构水轮发电机推力轴承布置在发电机转子上部。根据导轴承的数量和布置的位置，主要可分成以下三种结构类型：

(1) 伞式结构。装有推力轴承、发电机下导轴承和水轮机导轴承，机组共 2 个导轴承 [图 3.3-1 (c)]，也称全伞式结构。该种结构主要适用于转速 150r/min 以下的低速、大容量发电机。

(2) 半伞式结构。装有推力轴承、发电机上导轴承和水轮机导轴承，机组共 2 个导轴承 (图 3.3-4)。该种结构可以扩大伞式结构的适用范围，因为在机组的上部设有一个导轴承，可以增加机组的稳定性，机组的转速适用范围也可以扩

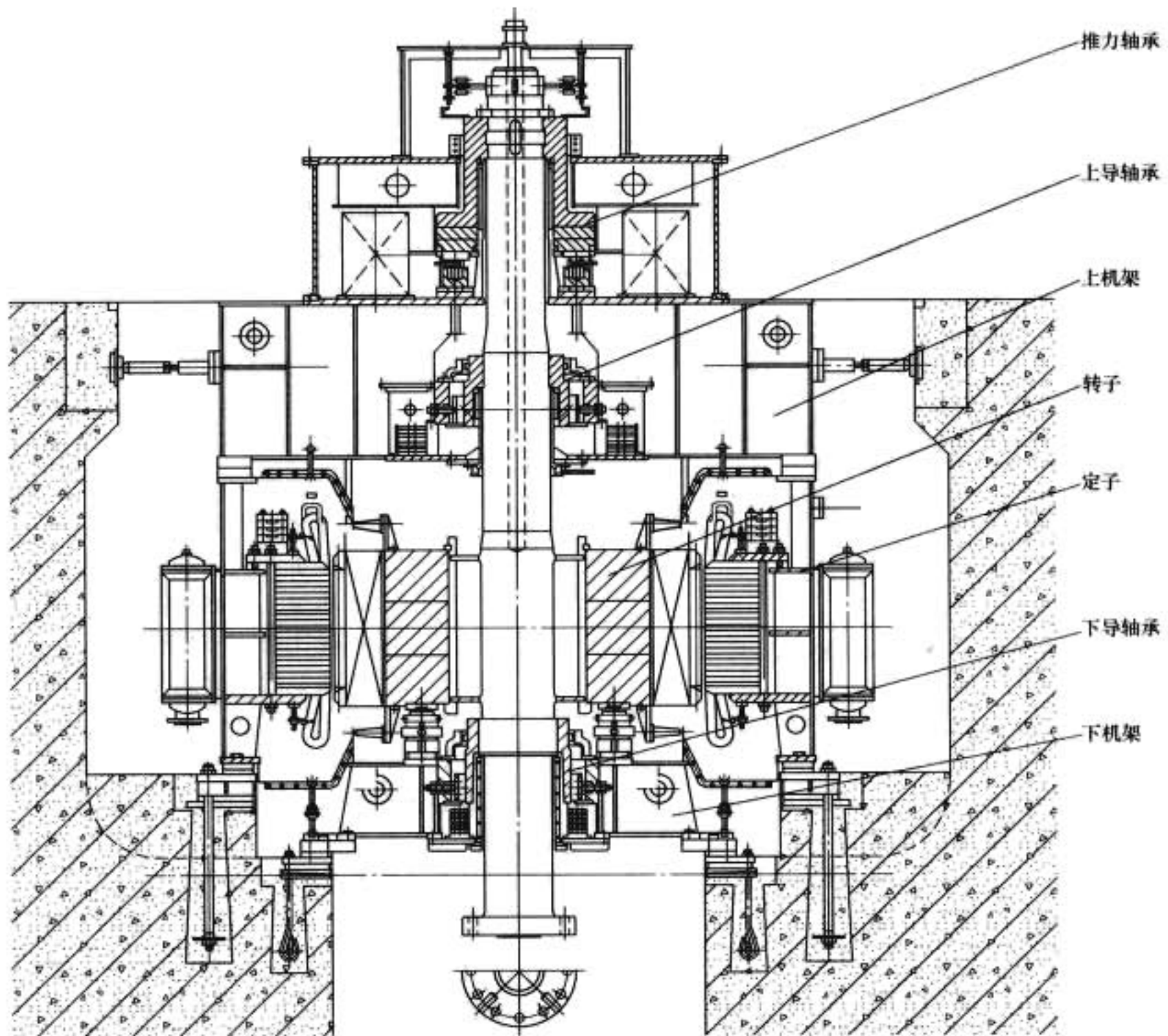


图 3.3-2 上机架中装有上导轴承的悬式结构

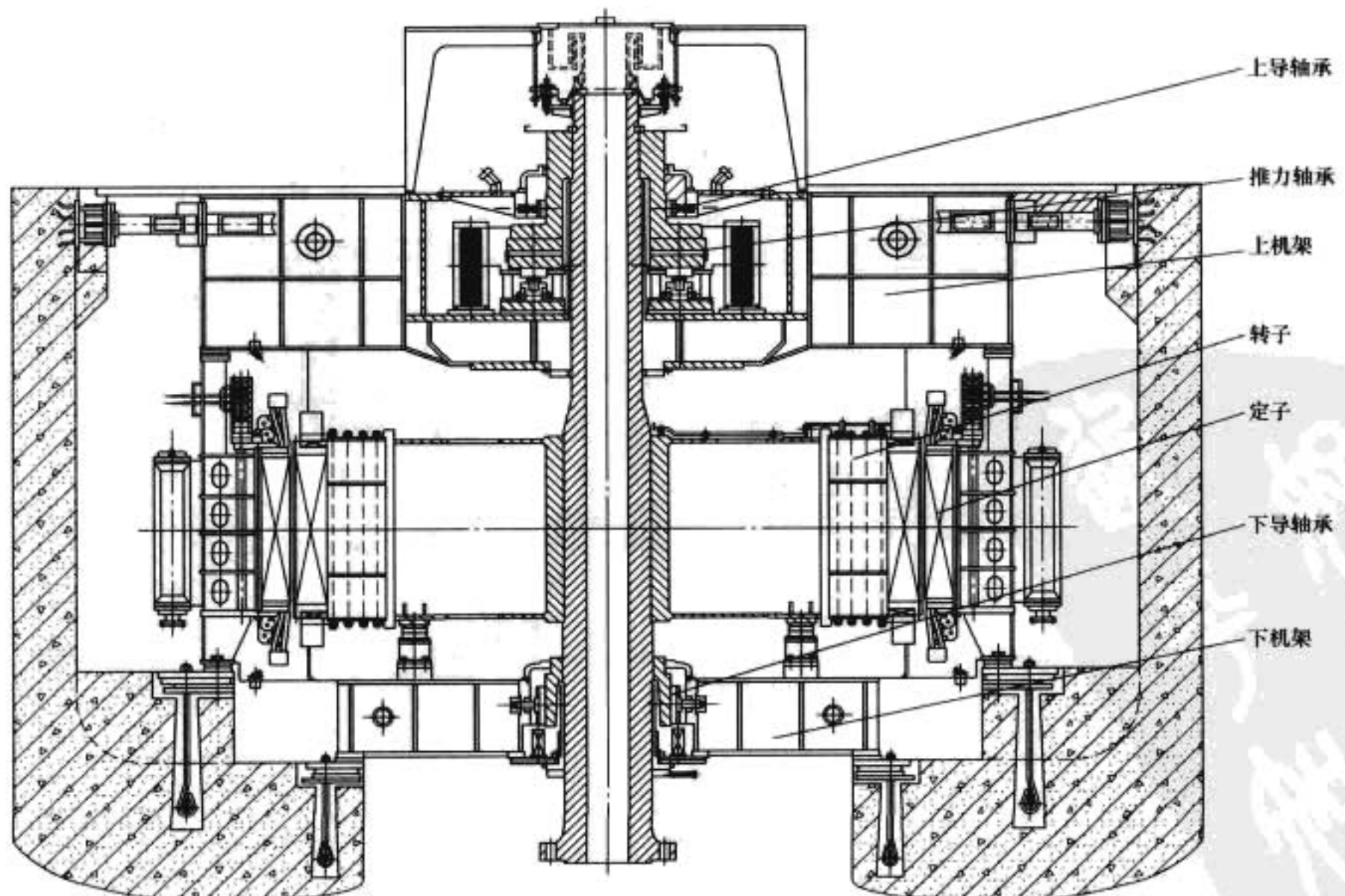


图 3.3-3 上导轴承放置在推力头外缘上的悬式结构

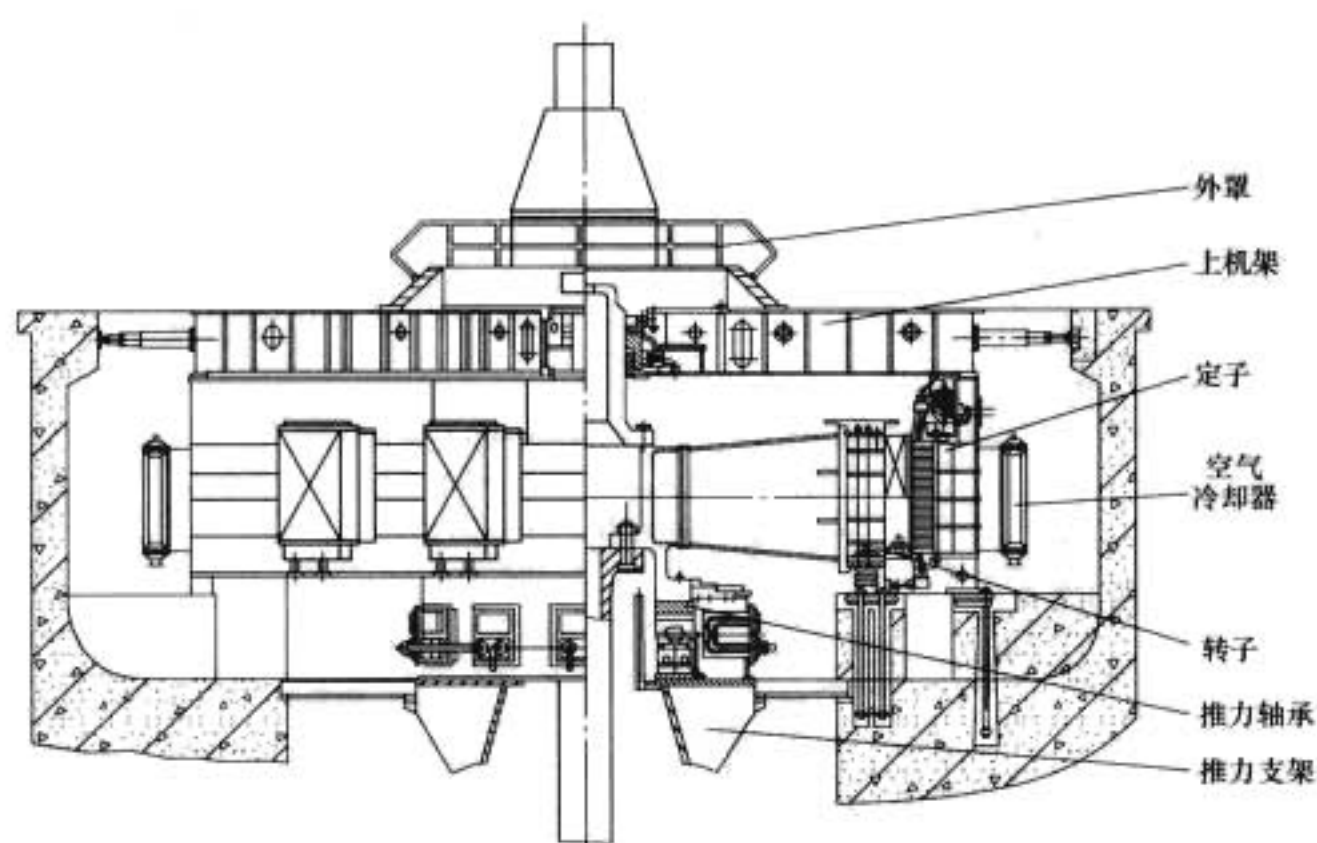


图 3.3-4 半伞式水轮发电机总体布置

大到 200~300r/min，目前国外的半伞式结构发电机转速已提高到 500r/min。

(3) 具有两个导轴承的半伞式结构。发电机装有推力轴承和上、下导轴承及水轮机导轴承，见图 3.3-1 (d)。这种结构在大容量水轮发电机上采用。具有两导轴承的半伞式发电机，其下导轴承的布置可以有两种结构型式：其一，将下导轴承与推力轴承设计在同一油槽内的结构（图 3.3-5）；其二，将下导轴承设计成一个独立的油槽，与推力轴承分开油槽的结构（图 3.3-6）。采用何种结构方式，应根据机组轴系的稳定性和临界转速来选择。从轴承的冷却和油循环考虑，下导轴承与推力轴承分开的结构更为优越。

伞（半伞）式结构在大型水轮发电机中越来越显示出它的优越性。一般采用此种结构的发电机转子可以设计成分段轴结构（即所谓的“无轴”结构）。这种结构的最大优点是：可以解决由于机组大而引起的大型铸锻件问题；也可以减轻转子起吊质量和降低起吊高度，从而降低电站厂房高度，给电站建设带来一定的经济性。此外，这种结构对一些发电机还可以设计成推力头与大轴为一体，便于在车床上一次加工，既保证了推力头与大轴之间的垂直度，又消除了推力头与大轴之间的配合间隙，免去镜板与推力头配合面的刮研和加垫，给安装调试以及找摆度带来方便。

伞（半伞）式结构另一个优点是：可以减轻定子和负重机架的质量，从而可减轻发电机质量。但因其推力轴承直径较大，故轴承损耗比悬式结构的大。

典型的半伞式和伞式水轮发电机总体布置，见图 3.3-4 和图 3.3-7。

部分大容量水轮发电机结构型式，见表 3.3-2。

大型伞（半伞）式机组推力轴承放置的位置主要有两种方式，即放置在发电机下机架上（图 3.3-5 和图 3.3-6）和通过推力支架放置在水轮机顶盖上（图 3.3-4）。两种方式的选择，由设计人员根据机组推力负荷值的大小和水轮机的机坑尺寸两项原则来选定，即既要保证推力轴承支架具有足够的刚度，又要保证电站的安装、维修有一定的空间，同时还要考虑有效压缩机组轴向尺寸，保证轴系稳定性和降低厂房高度，节省电站投资。部分大型水轮发电机推力轴承放置方式，见表 3.3-3。

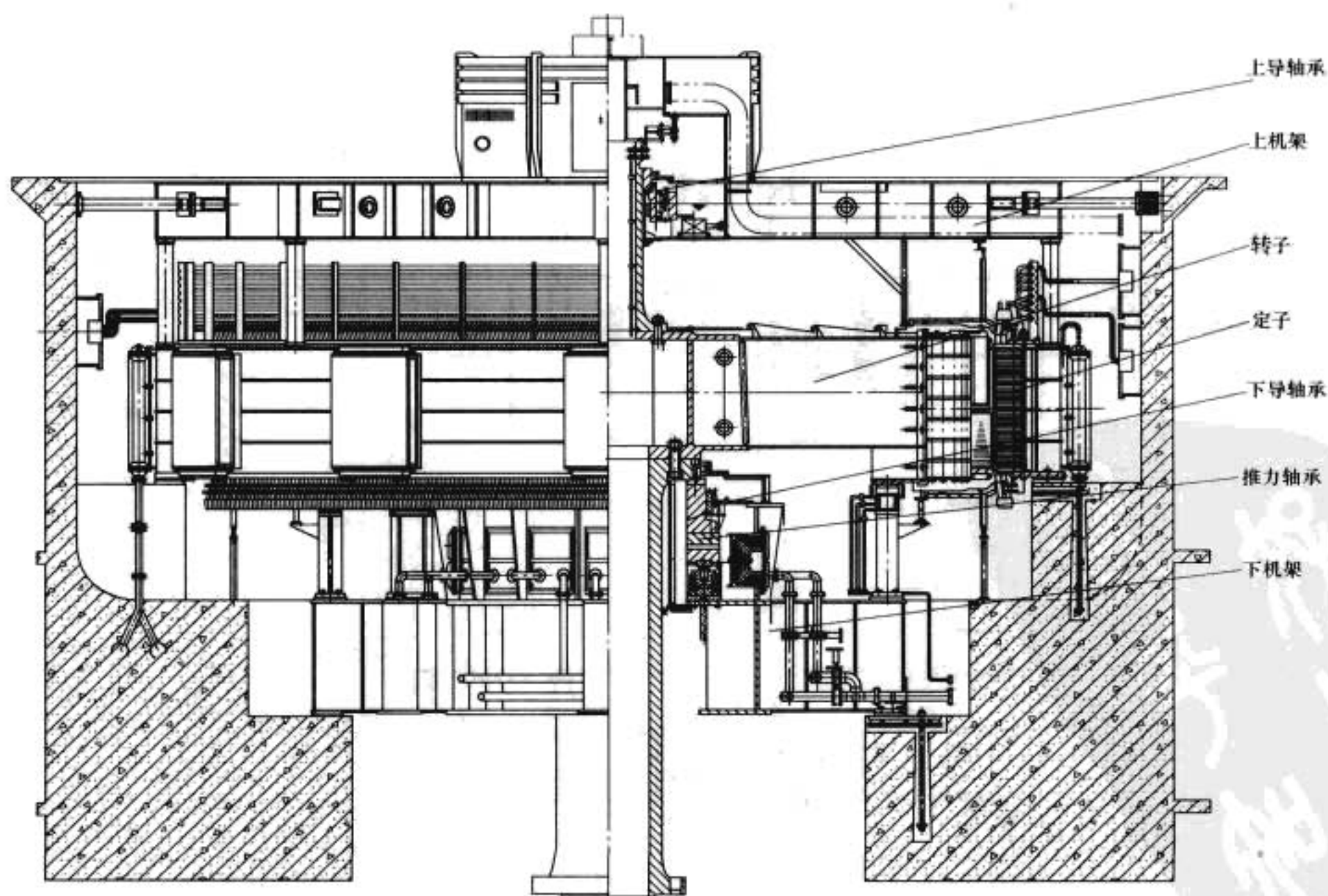


图 3.3-5 推力轴承与下导轴承同一油槽的半伞式结构

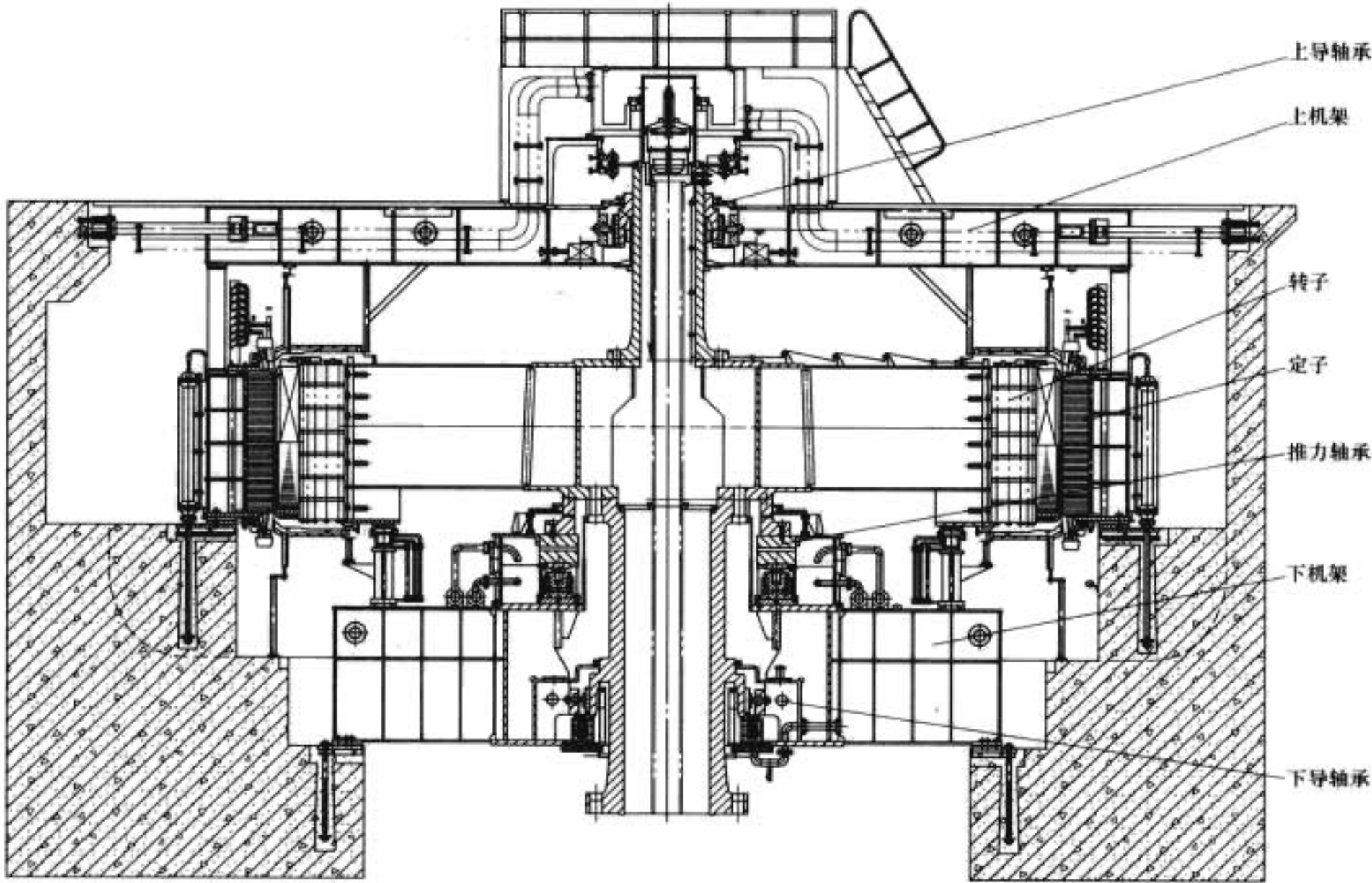


图 3.3-6 下导轴承与推力轴承分开油槽的半伞式结构

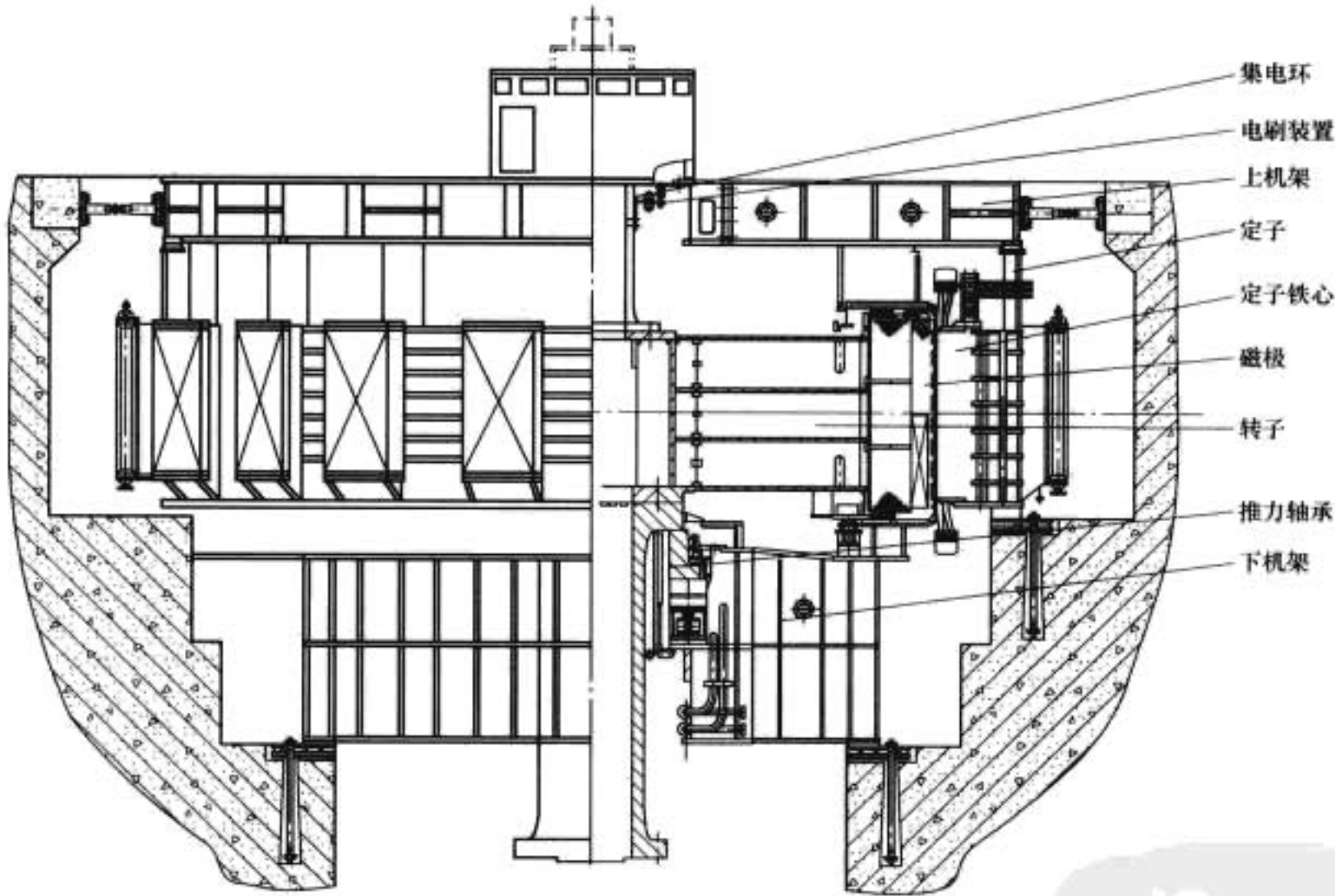


图 3.3-7 伞式水轮发电机总体布置

表 3.3-2 部分大容量水轮发电机结构型式

电 站	容 量 (MW)	转 速 (r/min)	定子铁心内径 D_i (m)	定子铁心长 l_i (m)	结构型式	$\frac{D_i}{l_i \cdot n_N}$	制 造 厂
莲 花	137.5	93.75	12.0	1.8	半伞 (1 导)	0.071	哈 电
丹江口	150	100	12.08	1.8	全伞	0.067	东 方
棉花滩	150	166.7	8.48	1.85	半伞 (1 导)	0.027	东 方
铜街子	150	88.2	12.10	2.15	半伞 (1 导)	0.064	东 方
鲁布革	150	333.3		2.046	悬式 (2 导)		西门子/哈电
葛洲坝	170	54.6	16.99	2.00	半伞 (1 导)	0.156	东 方

续表

电 站	容 量 (MW)	转 速 (r/min)	定子铁心内径 D_i (m)	定子铁心长 l_i (m)	结构型式	$\frac{D_i}{l_i \cdot n_N}$	制 造 厂
乌江渡	210	150	9.48	2.40	半伞 (1 导)	0.026	东方
天生桥Ⅱ	220.5	200	8.07	2.70	半伞 (2 导)	0.015	哈电
大朝山	225	115.4	12.02	1.95	半伞 (1 导)	0.053	东方
五强溪	240	68.2	16.62	2.00	半伞 (1 导)	0.122	哈电
漫湾	250	125	11.25	2.45	半伞 (1 导)	0.037	东方
白山	300	125	11.34	2.75	悬式 (1 导)	0.033	哈电
岩滩	302.5	75	16.188	2.33	半伞 (2 导)	0.093	哈电
隔河岩	306	136.4	11.5	2.10	半伞 (2 导)	0.040	GEC/哈电
龙羊峡	320	125	11.85	2.60	半伞 (1 导)	0.036	东方
李家峡	400	125	11.74	3.20	半伞 (2 导)	0.029	东方
二滩	550	142.9	1.81	2.883	半伞 (2 导)	0.029	GE/东方、哈电
列维尔斯克托	460.8	112.5	13.60	3.13	全伞	0.039	富士
邱吉尔瀑布	475	200	9.05	3.01	半伞 (2 导)	0.015	CGE/MIL
克拉斯诺雅尔斯克	501.5	93.8	16.10	1.75	半伞 (1 导)	0.098	电力
大古力	600	72	18.32	3.48	半伞 (2 导)	0.073	WH
古里Ⅱ	630	112.5	13.70	3.80	半伞 (1 导)	0.032	CGE/JMG
萨彦—舒申斯克	640	142.9	11.85	2.75	半伞 (1 导)	0.030	电力
大古力	700	85.7	18.79	2.13	全伞	0.103	CGE
伊太普	700	90.9	16.00	3.50	半伞 (2 导)	0.050	西门子/BBC
三峡	700	75	18.5	3.13	半伞 (2 导)	0.053	VGS/东方

表 3.3-3 部分大型水轮发电机推力轴承放置方式

电 站 名 称	功 率 (MVA)	水轮机型式	推力负荷 (t)	机坑尺寸 (m)	推力轴承布置方式
洛贡斯克	666	混流式		φ10	推力支架
萨彦—舒申斯克	711	混流式	3250	φ10	推力支架
伊太普	823	混流式	4100	φ11.4	下机架
古里Ⅱ	805	混流式	2670	φ9.6	下机架
大古力	718	混流式	4700	φ13	下机架
克拉斯诺雅尔斯克	590	混流式	3400	φ9	推力支架
大古力	615	混流式	4040		下机架
邱吉尔瀑布	500	混流式	1700	φ9	推力支架
三 峡	777.8	混流式	4600	φ13.1	下机架
葛洲坝 (大机)	194	轴流式	3800	φ15	推力支架
葛洲坝 (小机)	143	轴流式	3300	φ13.6	推力支架
大化	114	轴流式	3000	φ11.5	推力支架
铜街子	176	轴流式	3050	φ11.5	推力支架
水口	242	轴流式	4100		推力支架
岩滩	345.7	混流式	2750	φ11.4	下机架
漫湾	286	混流式	1750	φ8.3	下机架
隔河岩	333.3	混流式	1650	φ7.83	下机架
龙羊峡	356	混流式	2270	φ8.4	下机架
乌江渡	240	混流式	1400	φ7.4	下机架

由表 3.3-3 可见,大型水轮发电机推力轴承的两种放置方式都被广泛选用。而且,无论对哪种水轮机型式都是可行的,都有成功的经验。国外也有不少机组在大机坑尺寸和大推力负荷时仍选用下机架方式,主要是设计制造的分工习惯和经验,且美洲的用户习惯使用下机架结构。国内制造厂在选择时,一般遵循上述两条原则,且通常大型轴流式水轮机都采用推力轴承放置在推力支架上的方式,主要是因为大型轴流式水轮机推力负荷和机坑尺寸大,采用推力支架方式结构布置更加合理和经济。国内也有几个大型混流式水轮机,由于机坑尺寸和推力负荷小的原因,选用了下机架结构。国外如萨彦—舒申斯克、罗贡斯克、克拉斯诺雅尔斯克和邱吉尔瀑布等一批混流式机组由于推力负荷和机坑直径大(都在 $\phi 10\text{m}$ 左右),所以仍选用推力轴承放置在推力支架上方式。在一些混流式抽水蓄能机组上,也有将推力轴承放置在推力支架上的例子,如美国的巴斯康蒂和我国的广东丛化抽水蓄能机组,尽管这些机组额定转速较高(257r/min 和 500r/min),但已投运的巴斯康蒂和丛化机组,推力轴承运行稳定,振动较小。由此可见,推力轴承采用何种放置方式并不决定于何种水轮机型式,而主要决定于上述的两条原则,同时还取决于制造厂分工习惯和经验以及用户的需要。

1.3 悬式和伞(半伞)式结构的判断

在选择悬式和伞(半伞)式结构型式时,通常以 $\frac{D_i}{l_i n_N}$ 的值来判断和选择:

- 当 $\frac{D_i}{l_i n_N} \leq 0.025$ 时,选用悬式。
- 当 $\frac{D_i}{l_i n_N} > 0.025$ 时,选用半伞式。
- 当 $\frac{D_i}{l_i n_N} \geq 0.05$ 时,选用全伞式。

其中: D_i 为定子铁心内径; l_i 为定子铁心长度; n_N 为发电机额定转速。

水轮发电机结构型式的选择,需要进行机组轴系临界转速的核算,要求临界转速不小于机组飞逸转速的1.2倍或符合技术协议(合同)要求。如果不能满足时,除了增加轴的刚度外,还需改变导轴承的布置位置或增加导轴承的数量。

1.4 全伞式机组稳定性

全伞式机组除了机组轴系的临界转速满足与飞逸转速的比值要求外,还应该对机组的稳定性进行分析、核算。图 3.3-8 为全伞式机组运行稳定性分析计算示意图。

全伞式机组运行稳定性的分析,推荐以下经验数据作为判断条件

$$\frac{M_s}{M_t} \geq 5$$

其中 $M_s = \frac{1}{2}FD \quad (\text{kN} \cdot \text{m})$

$$M_t = F_1 H = 10D_i l_i H \alpha_p \left(\frac{B_\delta}{500}\right)^2 \quad (\text{kN} \cdot \text{m})$$

式中: M_s 为稳定力矩; M_t 为倾倒力矩; F 为推力轴承总负荷,tf^①; D 为推力轴承支承中心直径,m; H 为转子磁轭与导轴承之间中心距离,m; F_1 为磁拉力,tf; B_δ 为气隙磁通密度,Gs^②; D_i 为定子铁心内径,m; l_i 为定子铁心长度,m; α_p 为极弧系数。

① 1tf=9.8kN。
② 1Gs=10⁻⁴T。

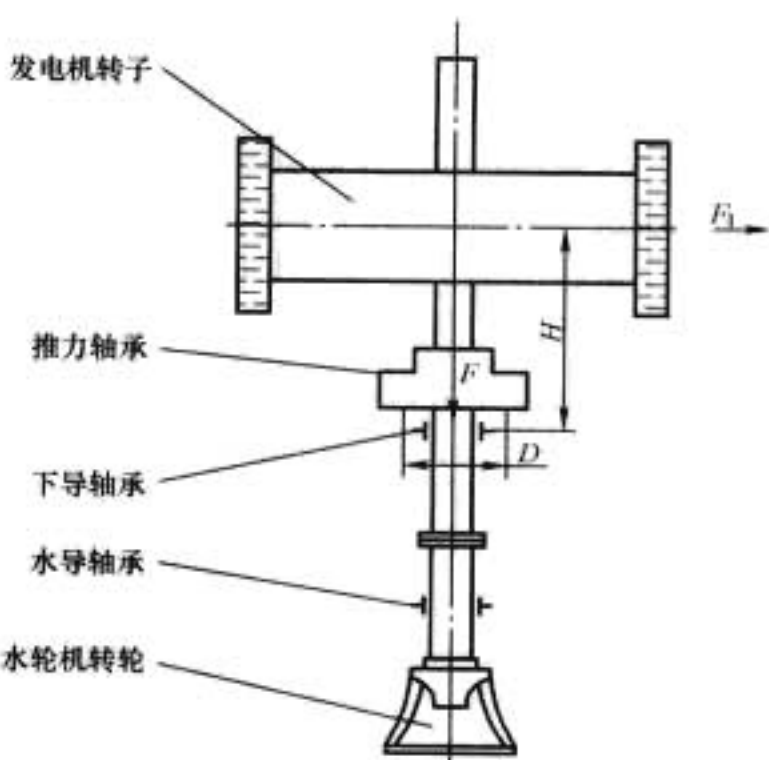


图 3.3-8 全伞式机组运行稳定性分析计算示意图

设计全伞式发电机,当 D_i 、 l_i 一定时,应尽量在结构上采取措施,缩短转子与导轴承之间的中心距 H 。如有些大型水轮发电机转子支架采用斜倾式支臂结构,以提高机组运行的稳定性。

2 定子

定子是发电机产生电磁感应,进行机械能与电能转换的主要部件。水轮发电机的定子主要由机座、铁心、绕组、端箍、铜环引线、基础板及基础螺栓组成。典型的定子结构如图 3.3-9 所示。

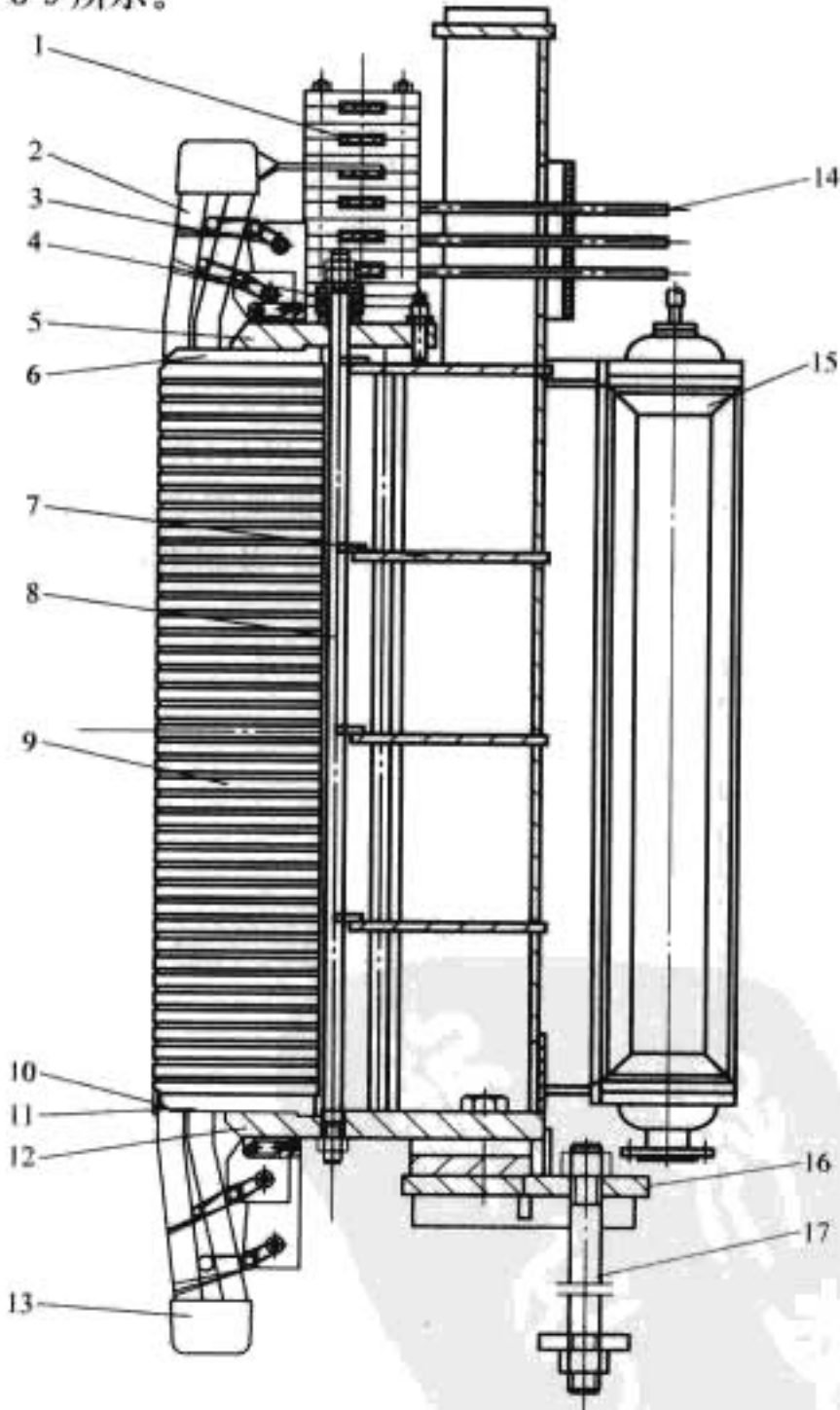


图 3.3-9 典型定子结构

1—铜排引线;2—定子绕组;3—端箍;4—碟形弹簧;5—上齿压板;6—上压指;7—机座;8—拉紧螺栓;9—定子铁心;10—槽楔;11—下压指;12—大齿压板;13—绝缘盒;14—引出线;15—空气冷却器;16—基础板;17—基础螺栓

确定定子结构的要素:

(1) 根据电磁设计尺寸和运输条件的可能性,合理考虑定子采用整圆或分瓣或在工地整圆叠片的定子结构方案。

(2) 定子刚度(机座刚度)是定子结构设计中的关键,对于大型水轮发电机的定子来说尤其重要。

(3) 在考虑定子结构时,应注意定子铁心的振动。通常引起振动的原因有:分数槽绕组次谐波磁动势和主磁场相互作用;定、转子不同心;分瓣定子合缝处的松动;铁心装压不紧等。在确定定子结构时必须给予重视。

(4) 应根据电磁设计选择好的电压等级,确定绕组的绝缘结构和防晕措施。

(5) 对于大容量水轮发电机,必须考虑铜环引线的发热与冷却。

(6) 设计内冷水轮发电机时,由于电磁负荷高,端部漏磁磁场会在附近的金属部件中引起发热效应,在确定定子结构时必须予以重视。

2.1 定子机座

定子机座是水轮发电机定子部分的主要结构部件,是用来固定定子铁心的,也是水轮发电机的固定部件。小容量水轮发电机的机座,一般采用铸铁整圆机座或钢板焊接机座。中、大型容量水轮发电机机座,采用钢板焊接结构。

定子机座的结构设计,要求能承受定子绕组短路时产生的切向力和半数磁极短路时产生的单边磁拉力,同时还要承受各种运行工况下的热膨胀力,以及额定工况时产生的切向力和定子铁心通过定位筋传来的100Hz的交变力。对于分瓣机座还要承受由于贮存、运输及安装时引起的应力而产生的变形。立式机座还应具备支撑上架及其他构件的能力。对于大容量水轮发电机的定子机座,在结构设计时还应考虑适应机座热变形的需要。

2.1.1 机座结构类型

机座按电机结构类型分为立式和卧式(图3.3-10);按机座形状分为圆形和多边形(图3.3-11);按机座的大小分为整体和分瓣机座(图3.3-12);按机座的立筋型式分为普通立筋结构、盒形筋结构(图3.3-13)及斜形筋结构(图3-14)。

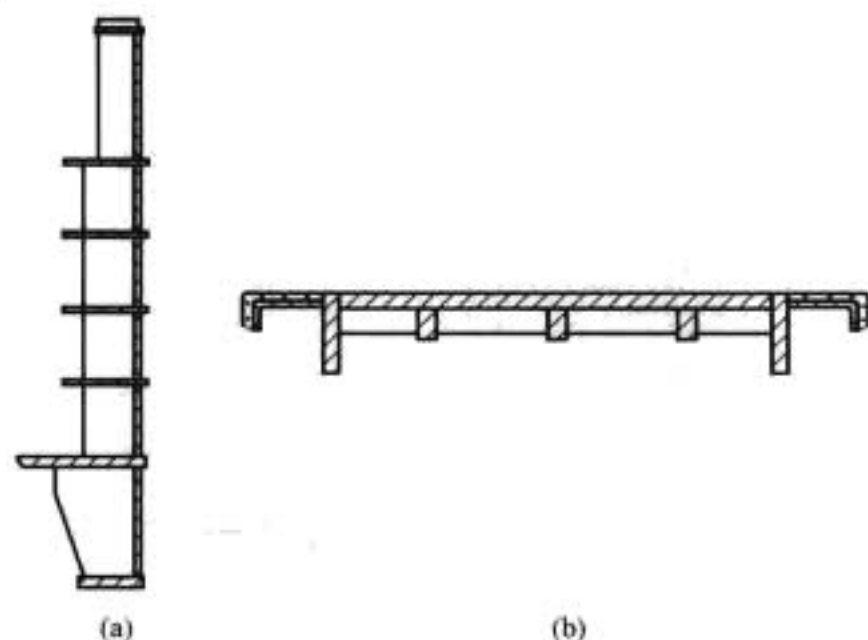


图 3.3-10 立式和卧式机座示意图
(a) 立式机座; (b) 卧式机座

2.1.2 机座结构设计

2.1.2.1 卧式发电机机座

卧式发电机机座结构设计,首先考虑机座的径向宽度,在满足流经冷却空气需要的截面下,决定其尺寸大小。要求从铁心通风沟流到空气冷却器的通风出口,其截面大小应该是一样的。通常,空气冷却器装在定子机座的底部,为了满

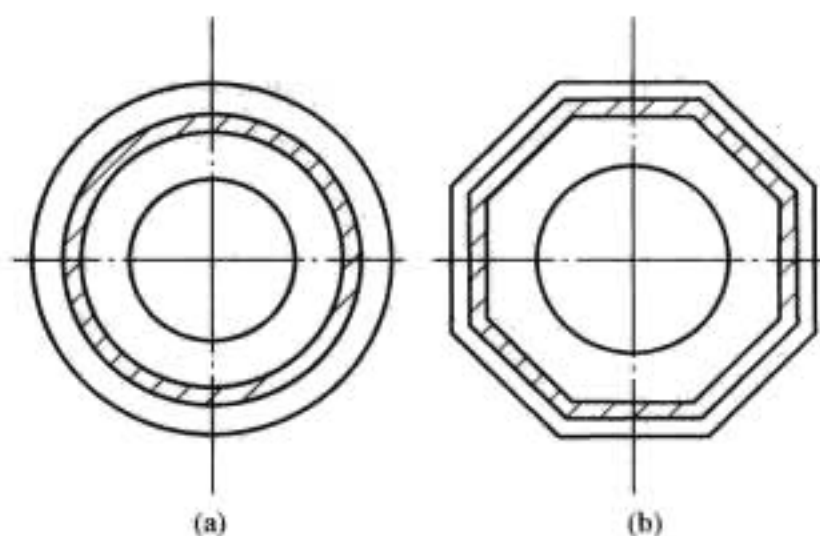


图 3.3-11 圆形和多边形机座示意图
(a) 圆形机座; (b) 多边形机座

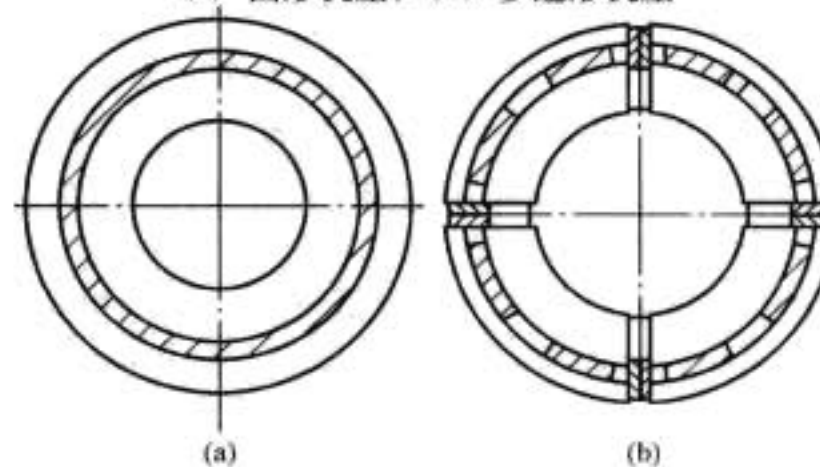


图 3.3-12 整圆和分瓣机座示意图
(a) 整圆机座; (b) 分瓣机座

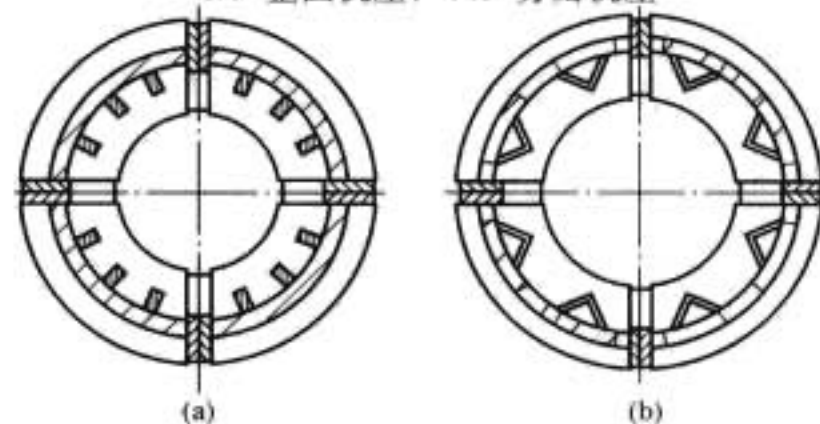


图 3.3-13 不同筋结构机座示意图
(a) 普通立筋机座; (b) 盒形筋机座

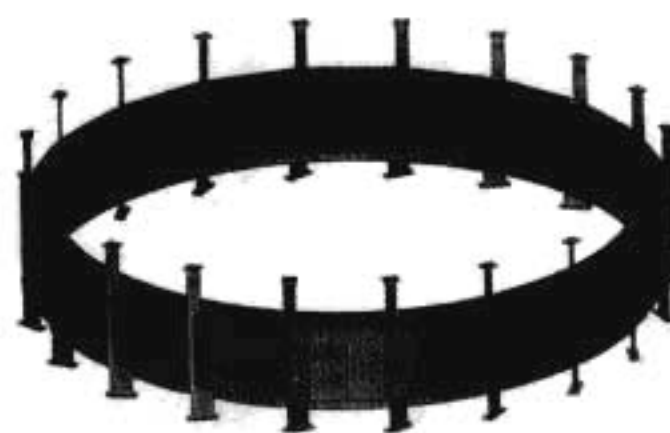


图 3.3-14 斜形筋机座

足机座上部的最小刚度和方便加装内隔板去防止由于空气旋涡引起的干扰,机座在底部方向的宽度可以适当增加。同时,要求在机座底脚上的负荷和可能产生的不平衡磁拉力引起弯曲力矩增加的情况下,机座刚度仍能满足要求。

对于大型卧式机座,通常在水平方向分成两瓣。如果机座质量和尺寸受到运输限制时,也可以分成三瓣或四瓣。分瓣机座合缝处可以制成凸缘,用销钉式的螺栓把合。为了使铁心磁路闭合,可在机座合缝处打上相应的标记,并在合缝的凸缘处外边间隙部分垫上垫片(或径向销钉),使合缝处得到一个整圆,最后用螺栓把合。

定子机座水平分开时,通常下半部的宽度应大些。为了保证整体机座的刚度,当机座分成三瓣或四瓣时,在接缝处的弯曲力矩要有足够的处理。对于分成三瓣的机座,在底部中心线处的宽度应该大些,以防止外部气流的干扰和受到其

他接缝处弯矩的影响。

通常,卧式机座的刚度应比相同机座号的立式机座的刚度大,因为不平衡磁拉力和定子自重所产生的挠度 f 与最小气隙 δ_{\min} 的比值应满足以下不等式

$$\frac{f}{\delta_{\min}} \geq 5\%$$

2.1.2.2 立式电机机座

立式电机机座的结构特点是:除了用以固定定子铁心外,其机座顶上还要支承上机架;对悬式水轮发电机还要支承推力轴承。因此,必须在机座结构上增加轴向立筋来加强机座的刚度,以满足结构的需要。

除了一些小容量发电机采用卧式结构之外,大部分水轮发电机都设计成立式结构。所以,立式机座在水轮发电机中采用较为普遍。机座结构是根据电机的具体要求,而采用不同的结构型式。

立式机座结构设计时,从承受轴向作用力考虑,机座环板间的立筋或盒型筋应与上机架支臂相对应,同时也应与定子基础板相对应。机座壁上的主、中引出线孔位置,一般不宜放在空气冷却器的上方。中环板间的支撑钢管应沿圆周等距分布,并与鸽尾筋相对应。

(1) 一般中、小型容量的水轮发电机,机座直径在4m以下均设计成整圆机座。整圆机座目前都采用钢板焊接结构,过去也有小型机座采用铸铁结构。一般小容量发电机冷却并不是电机的主要矛盾,所以定子机座都设计成开启式结构。整圆机座的另一个优点是:由于机座是整圆,其整体性好,可以增强机座的刚度。因此,在设计制造整圆机座时,只需按一般的要求进行设计,不必对机座的刚度作特殊的考虑。

(2) 随着发电机容量不断增大,定子机座的尺寸也越来越大。但是,由于运输条件的限制,出现了分瓣结构的定子机座。定子机座的分瓣数由机座的直径来决定,通常分为2、3、4、6、8瓣,而3瓣和8瓣较少采用。

定子机座的分瓣范围:

$4\text{m} < D_j < 5.5\text{m}$ 采用2瓣

$5.5\text{m} < D_j < 8\text{m}$ 采用3瓣

$8\text{m} < D_j < 12\text{m}$ 采用4瓣

$D_j > 12\text{m}$ 采用6瓣或8瓣

式中: D_j 为定子机座外径,m。

(3) 立式机座的主要零件有合缝板、支撑零件和机座壁等。不在工地装压铁心和下线的水轮发电机的分瓣定子,通常采用大合缝板结构(图3.3-15)。分瓣定子通过合缝板、合缝螺栓将定子把合一体。

1) 大容量水轮发电机为了增加定子机座的刚度,消除因定子铁心合缝引起的电机磁路的不平衡而导致的发电机振动,以及加强定子铁心刚度,目前都采用定子机座在厂内分

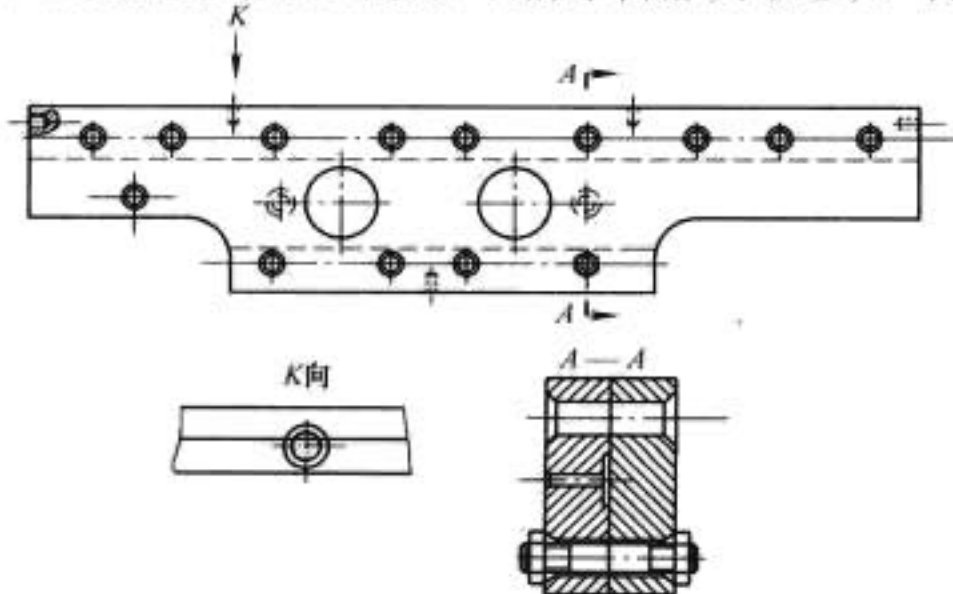


图 3.3-15 大合缝板

瓣制造加工,运到工地后通过小合缝板将机座把合成整圆,然后将机座环板焊接在一起,使机座形成一个整圆,从而增强机座刚度。小合缝板的结构见图3.3-16。

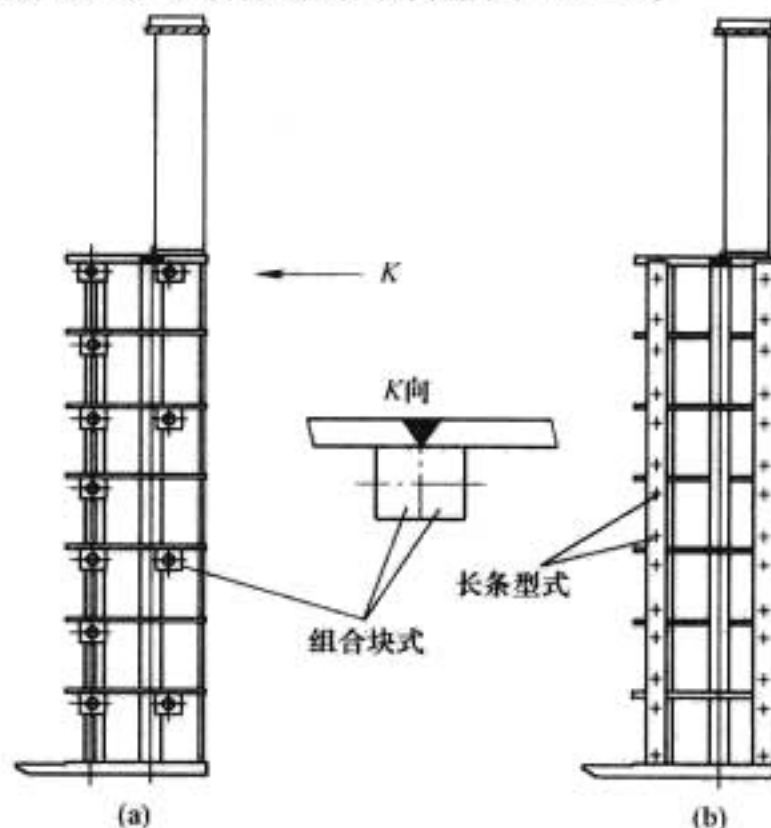


图 3.3-16 小合缝板

(a) 组合块式; (b) 长条型式

小合缝板主要用于分瓣机座在工地焊接成整圆时,作连接和定位用。因此,小合缝板的设计只要能满足上述提到的功能即可,在其他方面无特殊要求。分瓣机座在工厂分瓣焊接,然后在小合缝板上穿上定位螺栓进行把合定位,临时将分瓣机座组合成整圆加工,加工后分开运输,运到工地后,按照小合缝板上的定位螺栓将分瓣机座把合成整体,并焊成整圆。

2) 立筋是定子机座的主要支撑元件。机座各层环板通过立筋连接组合。通常立筋由16~20mm厚的Q235钢板制成。一般大型机座选用20mm厚的钢板,中、小型机座选用16mm厚的钢板。立筋的类型有两种:一是普通立筋,均匀布置在机座的圆周上和机座环板的各层间;二是盒型筋(见图3.3-17),分析证明,该种结构不但有利于通风,而且对增强定子机座的刚度有着显著效果,目前在大、中型机座上已被广泛采用。无论是哪种立筋,设计时在筋上开孔,以满足通风的需要,同时,还可以适当地减轻质量。

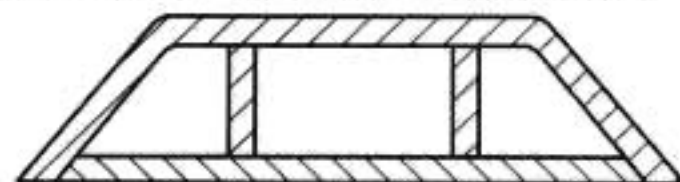


图 3.3-17 盒型筋结构

3) 定子机座除了用立筋支撑和连接各环板之外,还在机座中环板之间沿圆周等距布置有支撑钢管。一方面起环板间的支撑作用,另一方面在焊接定位筋时,可用作装设夹具的支撑。大、中型机座通常选用2"支撑钢管,小机座选用1 1/2"钢管。

4) 一般中、小型机座,除了立筋和支撑钢管外,为了方便机座制造、起吊以及定子机座翻身,通常还设计有起吊柱。整圆机座布置在环间,位于冷却器窗孔处;分瓣定子机座布置在靠近合缝板两侧和每瓣机座中心的中环间处。起吊柱直径一般在 $\phi 100 \sim 200\text{mm}$,材料采用Q235圆钢。

5) 圆形机座壁常用12~20mm厚的Q235钢板经滚板机滚制而成。而多边形机座壁通常下料成多边形边(允许并焊),然后焊接成机座。机座壁上开有作为空气冷却器通道的窗口及主、中性引出线的出线孔。如果是分瓣定子的机座,为了把合固定合缝的螺栓,在合缝处空气冷却器窗口的上、下方也留有窗孔,

方便合缝时把合缝螺栓，在工地合缝后，再用盖板将此孔盖好。

(4) 立式机座外径、中环板内径、中环板宽度和机座高度等尺寸的确定。

1) 机座外径可以通过电磁计算中已确定的定子铁心外径 D_a 来确定。一般用以下经验公式求得

$$D_i = k_1 D_a \quad (\text{mm})$$

式中： D_a 为定子铁心外径，mm； k_1 为系数，可根据发电机的容量和转速关系选取，通常 $k_1 = 1.13 \sim 1.15$ ，高转速发电机可取上限。

2) 中环板内径主要由定子拉紧螺栓的尺寸决定。定子拉紧螺栓小于 M42 时，中环板内径与定子铁心外径的单边间隙取 55mm 左右。大型水轮发电机机座中环板内径一般不加工，可以适当增大单边间隙，取 70mm 左右。

3) 中环板宽度是决定机座刚度的主要因素，应根据机座刚度进行校核和选择。

4) 定子机座的高度主要由上端、中间段和下端三部分组成，根据定子绕组和定子铜环引线的布置进行选择。

目前，大型水轮发电机因受到运输条件的限制，定子机座在轴向分成两部分，即定子上端部分和机座中间段部分。此两部分采用分开结构，上端部分称为上支墩，在厂内先焊成一体，然后到工地与中间段部分焊成一体或把合在一起。

中间段部分高度是由定子铁心长度决定的。此高度与齿压板结构有关，如上、下都采用小齿压板结构，中间段部分高度等于定子铁心长度；如果采用大齿压板结构，还需考虑下齿压片高度和大齿压板的厚度。中间段部分高度确定之后，根据此高度选择中环板的层数，选择时应考虑机座焊接的工艺性。要求每层环板间的间距控制在 500mm 左右，特别对于径向宽度大于 500mm 的环板，不能小于此值。中环板的厚度一般为 20~30mm，采用 Q235 钢板。

下端部高度主要是满足定子下端部绕组的布置，并留出一定的绝缘距离，此距离是由发电机的电压等级决定的。目前，大型水轮发电机都是在工地叠片、下线，考虑到运输的原因，机座均设计成无下环板结构，见图 3.3-18。



图 3.3-18 无下环机座

2.1.2.3 立式机座刚度校核

机座在加工、运输、安装和运行过程中，将受到机械力和电磁力的作用，致使机座产生变形。特别在机座刚度不足情况下，较大的变形将直接危害机组的安全可靠运行。因此，要求其变形值控制在一定的范围内。目前，水轮发电机常用以下经验公式校核机座的刚度以控制其变形值：

(1) 当机座分瓣放置时，应满足

$$\frac{J}{GR^3 K_2} \geq 10 \times 10^{-9}$$

式中： K_2 为分瓣系数， K_2 与分瓣数(n)的关系见表 3.3-4。

表 3.3-4 分瓣系数 K_2 与分瓣数 n 的关系

n	1	2	3	4	6
K_2	13.2	8.4	2.8	1.1	0.24

① $1Gs = 10^{-4}T$ 。

(2) 当受磁拉力作用时，应满足

$$\frac{J}{D_i l_i R^3 \left(\frac{B_g}{7000} \right)^2} \geq 145 \times 10^{-10}$$

(3) 当用千斤顶移动时，应满足

$$\frac{J}{GR^3} \geq 10 \times 10^{-9}$$

式中： D_i 为定子铁心内径，cm； l_i 为定子铁心长度，cm； G 为定子装配总质量，kg； B_g 为气隙磁密，Gs①； δ 为气隙长度，cm； n 为定子分瓣数； J 为机座断面惯性矩为 cm^4 ； R 为机座重心半径，cm。

2.2 定子铁心

定子铁心是定子的重要部件，也是发电机磁路的主要组成部分。它由扇形片、通风槽片、定位筋、上下齿压板、拉紧螺栓及托板等零件组成。定子铁心是用硅钢片冲成扇形片叠装于定位筋上，定位筋通过托板焊于机座环板上，并通过上、下齿压板用拉紧螺栓将铁心压紧成整体而成，如图 3.3-19 所示。铁心也是固定绕组的部分，发电机运行时，铁心将受到机械力、热应力及电磁力的综合作用。

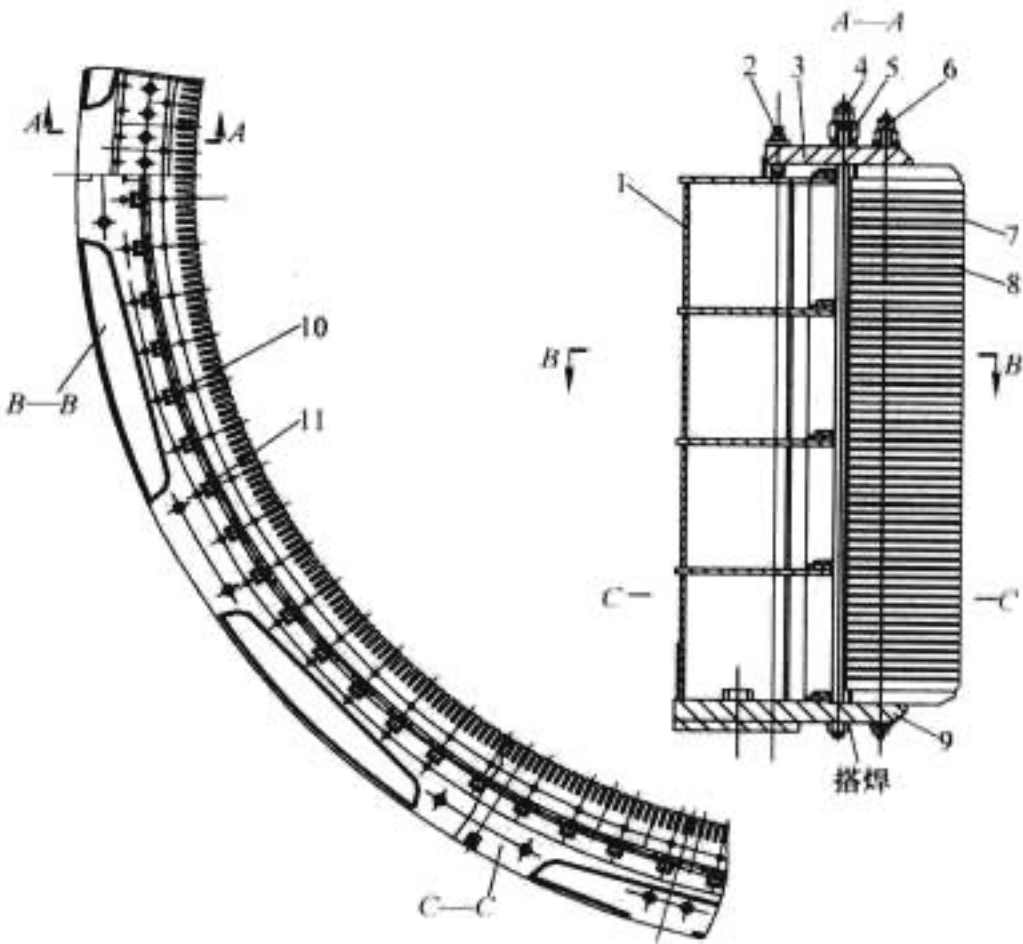


图 3.3-19 定子铁心

1—定子机座；2—调整螺栓；3—上齿压板；4—拉紧螺栓；5—碟形弹簧；6—穿心螺栓；7—通风槽片；8—扇形冲片；9—下齿压板；10—定位筋；11—托板

2.2.1 铁心冲片

2.2.1.1 铁心冲片材料

水轮发电机铁心冲片材料，通常采用硅钢片。硅钢片是一种含碳量很低的薄型钢板，为了得到可行的低磁滞损耗，在特殊控制条件下进行生产。一般纯铁不适用于交变磁场中，主要因为其电阻率小，会引起大的涡流损耗。加入硅元素后，由于硅与铁形成固溶体型合金，因而提高了电阻率。硅钢片就是利用电阻率增加，减少由于厚度方向引起的涡流损耗。涡流损耗是与硅钢片的厚度成比例的，通常铁心用的硅钢片厚度为 0.35~0.5mm。

目前，在电机中应用的硅钢片分冷轧和热轧两种。冷轧的硅钢片又分为有取向和无取向两种。有取向硅钢片即是各向异性，当磁通方向与轧制方向平行时，其单位损耗特别

低，因此是变压器铁心的一种理想材料，但在发电机内应用时，其范围极其有限。无取向硅钢片即是各向同性，用与各向异性硅钢片类似的方法轧制而成，在轧制质量、电气性能等方面与有取向的硅钢片相比较，具有优越性。因此，在大型水轮发电机的定子铁心冲片上采用各向同性的冷轧硅钢片，已成为现在普遍的做法。有关发电机使用的硅钢片牌号及性能可参考有关规范或标准。

2.2.1.2 扇形冲片

设计扇形冲片时，每张冲片上的槽数必须为整数，并使片间接缝处不在齿上。为避免相邻扇形冲片边缘搭叠，接缝处应留有 0.2~0.25mm 的间隙。另外，为防止接缝处槽底错牙损伤绕组绝缘，应将接缝处的槽底直角处冲成 30°倒角 2mm，见图 3.3-20。

为了装压扇形冲片，在冲片上开有鸽尾槽或平行四边形槽。槽的型式和尺寸可参考表 3.3-5 和表 3.3-6。

考虑到叠片方便，扇形片鸽尾槽应比鸽尾筋尺寸大 1~1.5mm。通常每张扇形片上开有两个鸽尾槽，即每张冲片上有两根鸽尾筋。但有一些电机因选择槽数的原因，也用一个半槽，即每张冲片上只能布置一根半鸽尾筋。设计时，两根鸽尾筋之间的距离控制在 350~450mm，如果尺寸太小，在结构布置上会造成一定的困难。目前，大型水轮发电机也有采用每张扇形片上开有三个鸽尾槽，如三峡水电站发电机

冲片弦长 1069.9mm，每张扇形片上布置三个鸽尾槽。

设计扇形冲片时，首先要考虑其叠装条件，同时必须合理地选择扇形冲片的数目和尺寸以及每片的槽数。每张扇形冲片可选的槽数为 6、7、8、9、10、11、12、13。但一般情况下，都选用 9、10、11、12 等槽数。定子装压时，为了避免扇形冲片的接缝不集中在一处，造成不必要的附加气隙而影响电磁性能，在叠装冲片时需要交错叠装。为了方便叠装，通常采用 1/2 交错叠装，但并不十分适合。这样交错叠装，由于接缝面的原因使定子轭截面减少了一半，所以在可能的情况下，采用 1/3、1/4 和 1/5 的交错叠装方法为宜。

从产生轴电流的角度来看，扇形冲片上、下层之间的交错叠装的数值影响较大，设计时必须加以考虑。扇形冲片叠装时，接缝面的数目 (N) 将直接影响轴电流的产生。当 t_0 为 $2p$ 和 N 的最大公约数时，最适合的情况是 $\frac{2p}{t_0}$ 为奇数， $\frac{2p}{t_0}$ 为偶数时就不利。

式中： t_0 为 $2p$ 与 N 的最大公约数。

2.2.1.3 扇形冲片绝缘

由于冲头和冲模之间必须有间隙，在冲剪时模具的刃口处产生剪切和弯曲，因此冲片的一边总是有毛刺，即使在新模具开始使用时也存在，有时冲片的毛刺最大可达 0.08mm 左右。

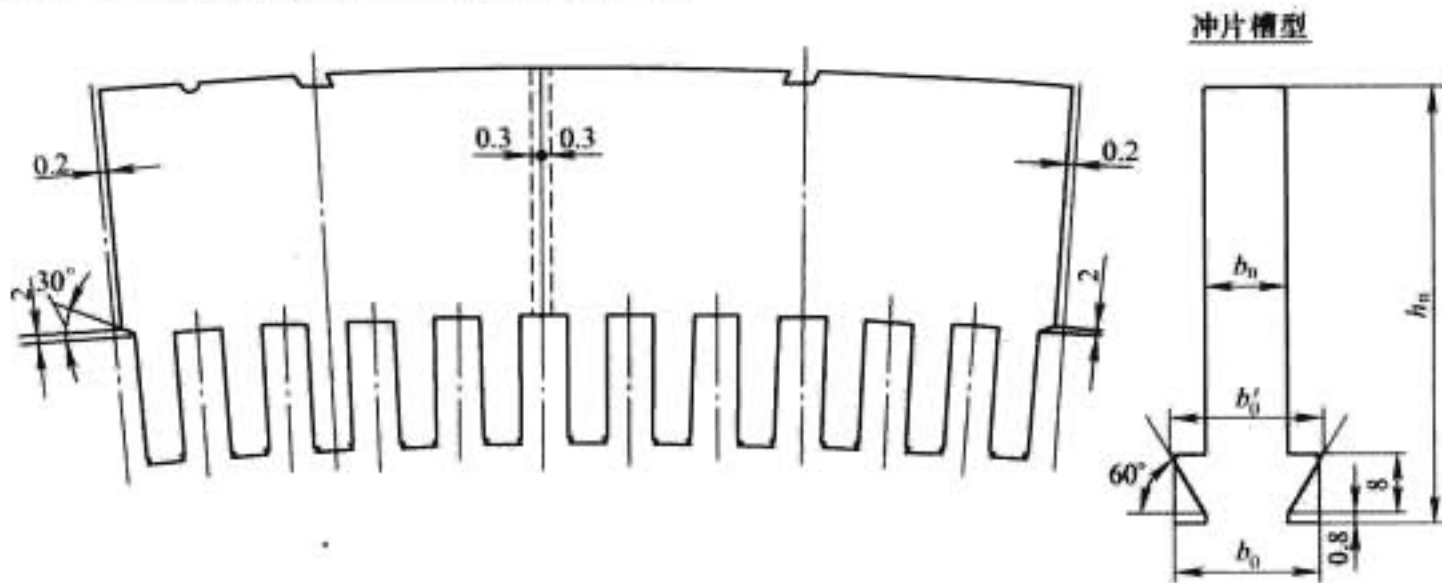


图 3.3-20 扇形冲片
鸽尾槽的型式和尺寸

表 3.3-5 槽的型式和尺寸		a (mm)	b (mm)	c (mm)	d (mm)	e (mm)	面积 (cm ²)
		27±0.2	10 ^{+0.1} ₀	19±0.2	17.8±0.2	1	2.34
		37±0.2	10 ^{+0.1} ₀	29±0.2	27.8±0.2	1	3.34

表 3.3-6 槽的型式和尺寸		b (mm)	e (mm)	g (mm)	k (mm)	l (mm)	m (mm)	面积 (cm ²)
		10 ^{+0.1} ₀	1	8.9±0.05	9.5±0.1	13.5±0.1	14.7	2.93
		10 ^{+0.1} ₀	1	13.9±0.05	14.5±0.1	18.5±0.1	19.7	3.93
		10 ^{+0.1} ₀	1	11.0±0.05	11.6±0.1	18.5±0.1	19.7	5.9

扇形冲片在除去毛刺后即进行绝缘,即将扇形冲片在涂漆机上涂上一层硅钢片漆,常用牌号有 1611 号漆,属于 A 级。目前 F 级牌号为 133 号漆,漆膜厚度在 0.015 ~ 0.02mm 范围内。扇形冲片的绝缘用来限制铁心中的轴向/径向涡流。

2.2.2 通风槽片

大、中型水轮发电机大都采用径向通风系统。因此,在定子铁心段必须设计有一定数量的由通风槽片构成的通风沟。通风槽片由扇形冲片、通风槽钢及衬口环组成,见图 3.3-21。

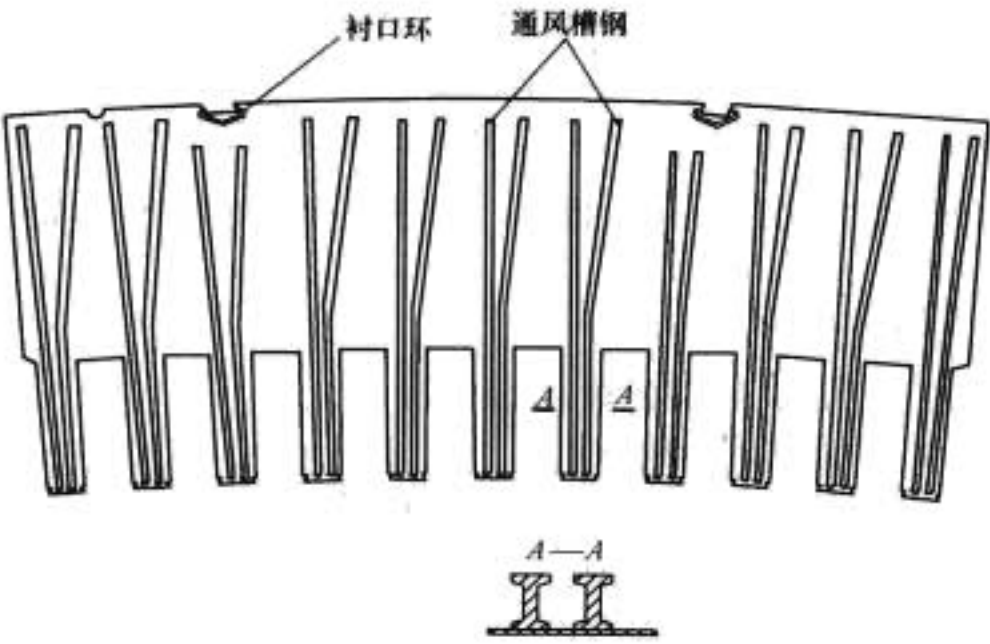


图 3.3-21 通风槽片

通风槽片用的扇形冲片材料一般为 0.65mm 厚的酸洗钢板。酸洗钢板表面要求平整、光滑、不得有氧化皮或其他污迹。通风槽片在点焊通风槽钢时,齿部易产生变形致使碰上定子绕组。因此,通风槽片的槽型需要扩孔,以避免损伤绕组。一般槽型扩孔在直径方向增加 2mm,槽宽方向也增加 2mm 左右。通风槽片在齿部槽楔部分的尺寸,通常依据比例图来选取,倒角也为 60°,选取尺寸的原则是通风槽片在槽口部分不碰槽楔。

通风槽钢是形成定子通风沟的主要零件。目前采用的通

风槽钢高度规格有 4mm、6mm、8mm 和 10mm 四种,材料有普通 Q235 钢和非磁性钢两种。部分已用的通风槽钢形状和尺寸,见表 3.3-7。通风槽钢表面要求光滑,没有纵向擦伤、裂缝、毛刺和其他外部缺陷;钢条必须平直,无论是侧面或水平面都不允许有波浪形弯曲;钢条上不允许有氧化膜妨碍点焊;每米长度内钢条绕纵轴扭转角度不允许大于 5°。

过去中、小型水轮发电机通风槽钢常用的材料为低碳钢。近年来,在大、中型水轮发电机中,特别是内冷发电机,电磁负荷值越来越高,端部漏磁通和电枢电流在绕组边中产生的漏磁通,使通风槽钢中存在着相当大的漏磁通。尤其是当齿部的磁通密度很高 ($B_t > 1.5T$) 时,在冲片齿部的通风槽钢对磁通形成相当大的分支路,造成通风槽钢内损耗增加和发热。采用非磁性的合金钢作为通风槽钢,对减少损耗将起到很大的作用。所以,一些电磁负荷较高的水轮发电机,都采用非磁性的合金钢作为通风槽钢。为了降低成本,非磁性通风槽钢可只用于齿部。因为铁心轭部的漏磁通是很小的,可以采用普通的通风槽钢。

通风槽钢和衬口环目前都采用点焊的方法固定于扇形冲片上,点焊间距一般在 50~60mm 为宜。为了减小风阻,靠近齿部通风槽钢应弯成内径为 R14 的圆弧。注意焊通风槽钢时的槽钢弯头不能伸出冲片,以免损伤绕组。衬口环位于扇形冲片的鸽尾槽处,点焊 3 点。衬口环的形状,见图 3.3-21。点焊通风槽钢和衬口环后,在通风槽钢表面喷铁红醇酸底漆和浅灰色硝基内用磁漆各一层,或按工厂的专门规范喷漆。

2.2.3 铁心固定

2.2.3.1 铁心固定结构

扇形冲片通过定位筋、拉紧螺栓、齿压板等零件固定在机座上成为定子铁心。水轮发电机的铁心固定有以下几种结构:

图 3.3-22 (a) 所示结构,为压力通过拉紧螺栓加到铁心两端的压板上,再将齿压片加到铁心上,固定定子铁心。拉紧螺栓位于定子铁心背部与定位筋间隔放置,并在同一圆周上。

表 3.3-7 通风槽钢形状及尺寸

序 号	截 面 形 状	尺 寸 (mm)					断面系数 (mm ³)	材 料
		a	b	c	d	e		
1		4±0.3	4 ⁰ _{-0.1}	—	—	—	0.010 7	Q235A 或 1Cr18Ni9Ti
			6 ⁰ _{-0.1}	—	—	—	0.024	
			8 ⁰ _{-0.1}	—	—	—	0.042 7	
			10 ⁰ _{-0.1}	—	—	—	0.066 7	
2		4±0.3	8 ⁰ _{-0.1}	1.5 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	1.5	0.031 4	Q235A 或 1Cr18Ni9Ti
			10 ⁰ _{-0.1}	1.5 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	1.5	0.005 3	
		6±0.3	6 ⁰ _{-0.1}	2 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	1.5	0.033	
			8 ⁰ _{-0.1}	2 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	1.5	0.007	
			10 ⁰ _{-0.1}	2 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	1.5	0.068 4	
3		8±0.5	8 ⁰ _{-0.1}	2 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	R3	0.070 1	Q235A 或 1Cr18Ni9Ti
			10 ⁰ _{-0.1}	2 ^{+0.3} ₀	1.1 ^{+0.2} _{-0.1}	R4	0.108	

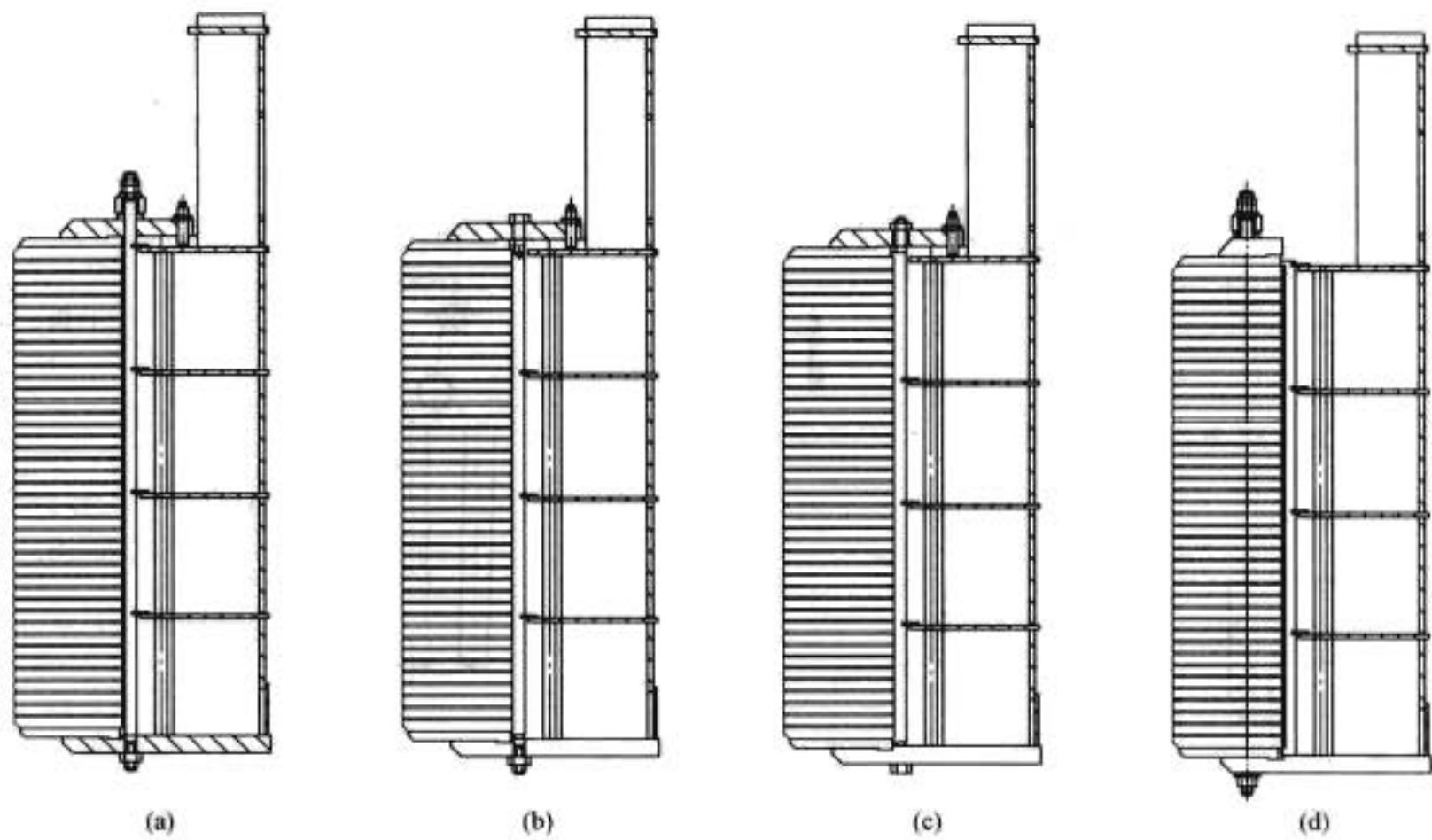


图 3.3-22 铁心和机座固定结构

图 3.3-22 (b) 所示结构,是采用在定位筋上加工螺孔,铁心压紧时是用一组螺栓拧入在定位筋上的螺孔内,以代替在铁心背后的拉紧螺栓。

图 3.3-22 (c) 所示结构,是将定位筋穿过压板,并将伸出部分车圆,加工出螺纹,使其成为受拉杆件。加压时,通过压板(齿压片)将压力传到铁心上,固定铁心。

图 3.3-22 (d) 所示结构,是将绝缘的拉紧螺栓穿过定子扇形冲片径向宽度(轭部)中间的孔,然后把紧螺栓,将铁心压紧并固定铁心。

上述图 3.3-22 (a)、(b)、(c) 三种结构,铁心和固定结构(机座)要承受冷热之间,即停机和满载之间产生的有差膨胀作用,这对铁心的固定是不利的。理想的结构是图 3.3-22d,这种结构由于铁心和螺栓处在相同的温度下,不仅可以消除有差膨胀,还大大降低了固定结构和机座的质量及成本。此种结构,可以不要求机座承受压板的反作用力。而压板因其厚度为普通结构的一半,因此非常轻便。但这种结构的缺点是:由于螺栓处在交变磁场中,它本身将会产生一定的损耗。据有关文献指出:当螺栓的绝缘厚度达 1mm 时,在螺栓和铁心之间实际上可形成 1mm 气隙。若螺栓直径为 30mm,每根螺栓在每米铁心长度上的损耗为 40W 左右。按此计算,螺栓总损耗与铁心的总损耗比较还是微不足道的。此种结构的另一缺点是:螺栓上的绝缘有可能由于螺栓的横向振动而被损坏,从而导致铁心严重烧毁。但可以通过在每根螺栓上加上一个绝缘套管,并定期检查其对地绝缘电阻予以防止。该结构已在一些水轮发电机上成功地应用。

2.2.3.2 固定铁心用零件

固定铁心所用主要零件有定位筋、拉紧螺栓、托板、齿压板、调节螺栓、固定片和碟形弹簧等。

(1) 定位筋通常用方钢加工而成,因其形状像鸽尾故又称为鸽尾筋。目前应用的定位筋是拉制而成的,其质量比加工的好。定位筋主要的功能是固定扇形冲片,通常在扇形冲片弦长 700~800mm 的范围内布置两根定位筋。目前,大型水轮发电机扇形冲片弦长有按 1000mm 考虑的,所以也有布置三根定位筋的结构。水轮发电机采用的定位筋主要尺寸,可参考表 3.3-8。定位筋的长度,一般比定子铁心长度长 60~80mm,具体取值决定于定子铁心长度。

随着发机容量不断增大,大容量水轮发电机在运行中,可能会出现定子铁心热膨胀而翘曲变形,影响机组的安全运

表 3.3-8 定位筋尺寸

		尺寸 (mm)					
		a_1	a_2	b_1	b_2	h_1	h_2
		26 ± 0.2	$28.7 - 0.28$	16	50	50	$11 - 0.1$
		36 ± 0.2	$38.7 - 0.28$	26	65	65	$11 - 0.1$

行。为此,在定子铁心设计中采用双鸽尾定位筋,其截面形状见图 3.3-23。此种结构使定子铁心与焊在机座托板上的双鸽尾筋保持一定间隙,可以适应铁心的热膨胀,同时铁心能够承受相应的扭矩及径向磁拉力而不变形。

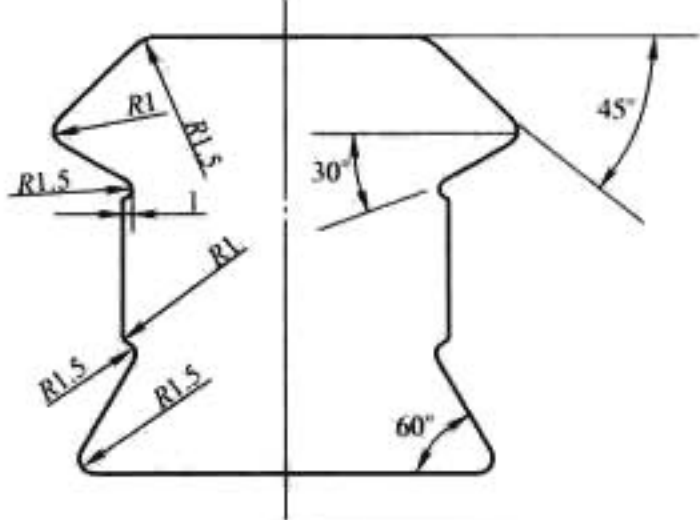


图 3.3-23 双鸽尾定位筋截面形状

定位筋的固定方式主要有以下几种:

- 1) 一般机座直径小于 4m 的水轮发电机,采用组合式定位筋固定结构,见图 3.3-24。组合式定位筋是由鸽尾部分和方钢组成。方钢在定子机座焊接时先焊于机座筋板上,然后加工沉头螺孔。为了承受扭矩,还必须加工一定数量的销孔,最后将鸽尾部分用沉头螺栓把合在机座的方钢上 [图 3.3-24 (a)],同时打上销钉 [图 3.3-24 (b)]。
 - 2) 大、中型水轮发电机定位筋的固定,是先将定位筋与托板焊接在一起,然后再将托板焊于定子机座上 (图 3.3-25)。
 - 3) 大容量水轮发电机,为了防止定子铁心因热膨胀而造成翘曲变形,采用双鸽尾定位筋 (图 3.3-26)。
- (2) 拉紧螺栓是铁心压紧和固定的重要部件。在结构布置上,经常采用定位筋、拉紧螺栓分开布置的结构 [图 3.3-

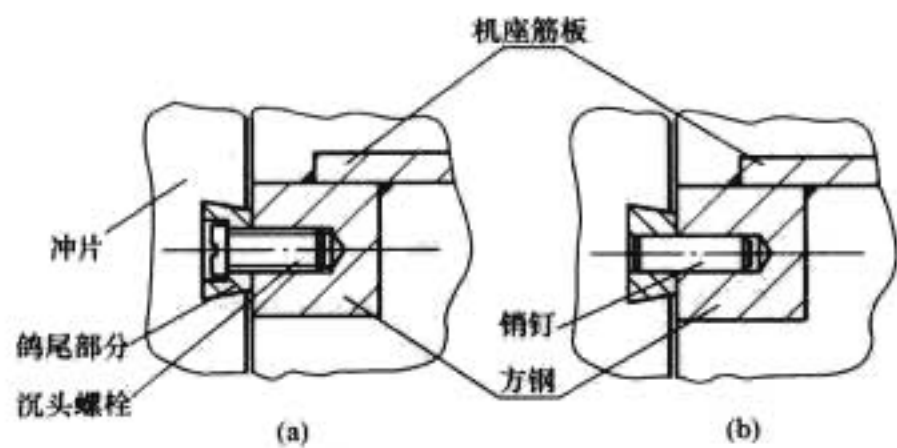


图 3.3-24 组合式定位筋固定

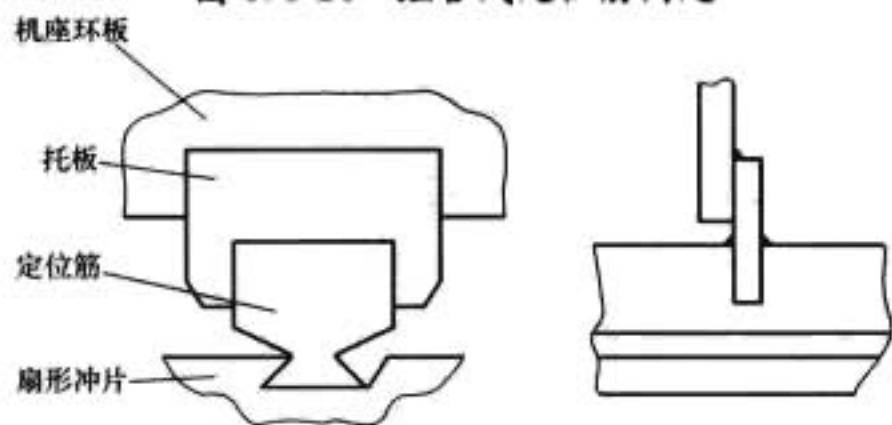


图 3.3-25 普通定位筋固定

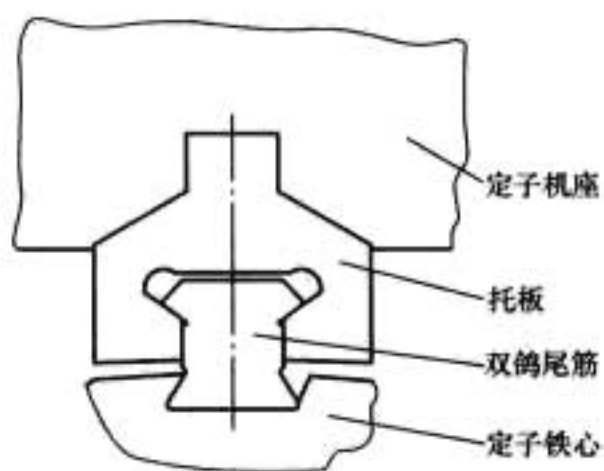


图 3.3-26 双鸽尾定位筋固定

22 (a)]. 也有采用定位筋伸长加工成圆形，车出螺纹，作拉紧螺栓用 [图 3.3-22 (c)]。一般的水轮发电机采用的定子拉紧螺栓为 M42 螺栓。大型水轮发电机为 M48 螺栓，材料采用 35 号冷拉圆钢（退火）；小型水轮发电机为 20 号冷拉圆钢（退火）。近年来，大容量水轮发电机已普遍采用合金钢材料，如 35CrMo 或其他性能更好的材料。拉紧螺栓长度要考虑压板、压指和螺母的高度，并留有 30~50mm 的裕量。

采用穿心拉紧螺栓也是铁心固定的一种方式。2.2.3.1 节中叙述了有关穿心拉紧螺栓的使用和结构，对于大容量、长铁心水轮发电机，除了单独采用穿心拉紧螺栓外，有时还保留原拉紧螺栓固定铁心结构。具体的使用，可视水轮发电机的实际情况选用。穿心拉紧螺栓通常采用非磁性冷拉圆钢，如 40Mn18Cr4V 或其他非磁性冷拉圆钢。穿心拉紧螺栓要求绝缘或用绝缘套管绝缘，以防止引起定子铁心冲片的短路，增加铁心的涡流损耗和发热。

(3) 托板是铁心固定中的零件。目前，在水轮发电机中大部分都采用托板。通常用 16mm 厚的 Q235 钢板制成，如图 3.3-27 所示。托板设计应根据托板的焊缝应力大小决定其尺寸。对在厂内进行装压铁心和下线的分瓣电机，在合缝

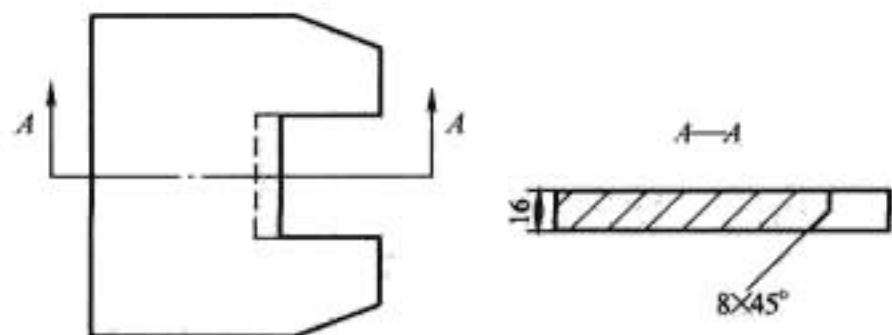


图 3.3-27 托板

处的托板尺寸需根据其结构布置的可能，适当地决定托板的大小。

(4) 齿压板由压板和齿压片组成，见图 3.3-28，是固定铁心的主要零件。铁心的轴向压紧力是通过齿压板及拧紧螺母和拉紧螺栓而产生并维持的。

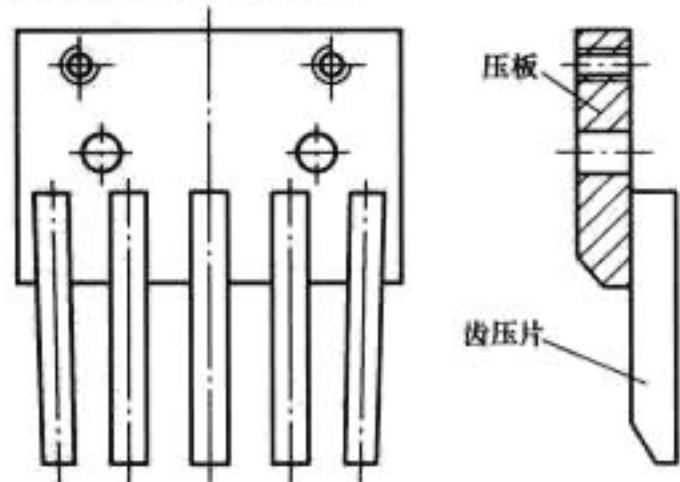


图 3.3-28 齿压板

齿压板分小齿压板和大齿压板两种结构。一般水轮发电机上、下端都采用小齿压板结构，如图 3.3-29 (a) 所示。大、中型水轮发电机上端一般采用小齿压板，而下端采用与定子机座连成一体的大齿压板结构，如图 3.3-29 (b) 所示。这种结构可以方便定子铁心装压和提高铁心装压质量，并能增强机座的刚度，但是对于长铁心电机存在调整和压紧不便。近年来，为了便于装压铁心和防止铁心松动，采用由大齿压板和小齿压板组成的复合式压板，如图 3.3-29 (c) 所示。

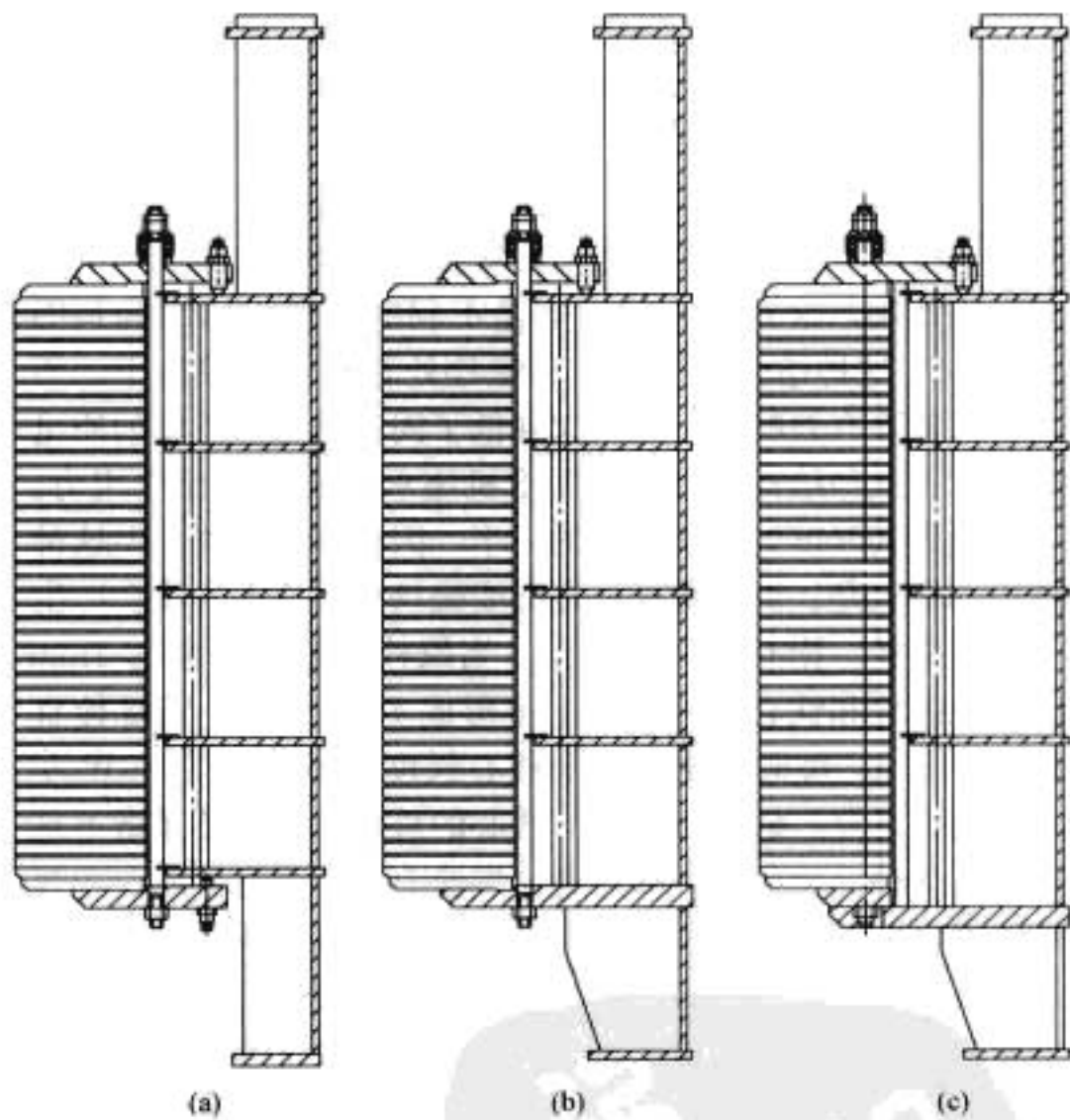


图 3.3-29 齿压板形式

(a) 上、下小齿压板；(b) 大齿压板结构；(c) 复合式压板

水轮发电机的压板一般都是采用钢板，压板的厚度是根据机械计算结果来得出的。压板尺寸应根据每张扇形冲片上的槽数进行设计。通常扇形冲片的弦距在 700~800mm 之间，每张扇形片布置两块压板。如果扇形冲片上的槽数为偶数，压板可分成相等的两部分；如果是奇数，则分成大小不等的两块。相邻压板之间应考虑 6~8mm 的间隙。压板上的螺孔应比拉紧螺栓直径大 4~5mm，螺孔的布置按冲片上鸽尾筋的布置决定。通常在每根定位筋处布置两根拉紧螺杆，见图 3.3-30。

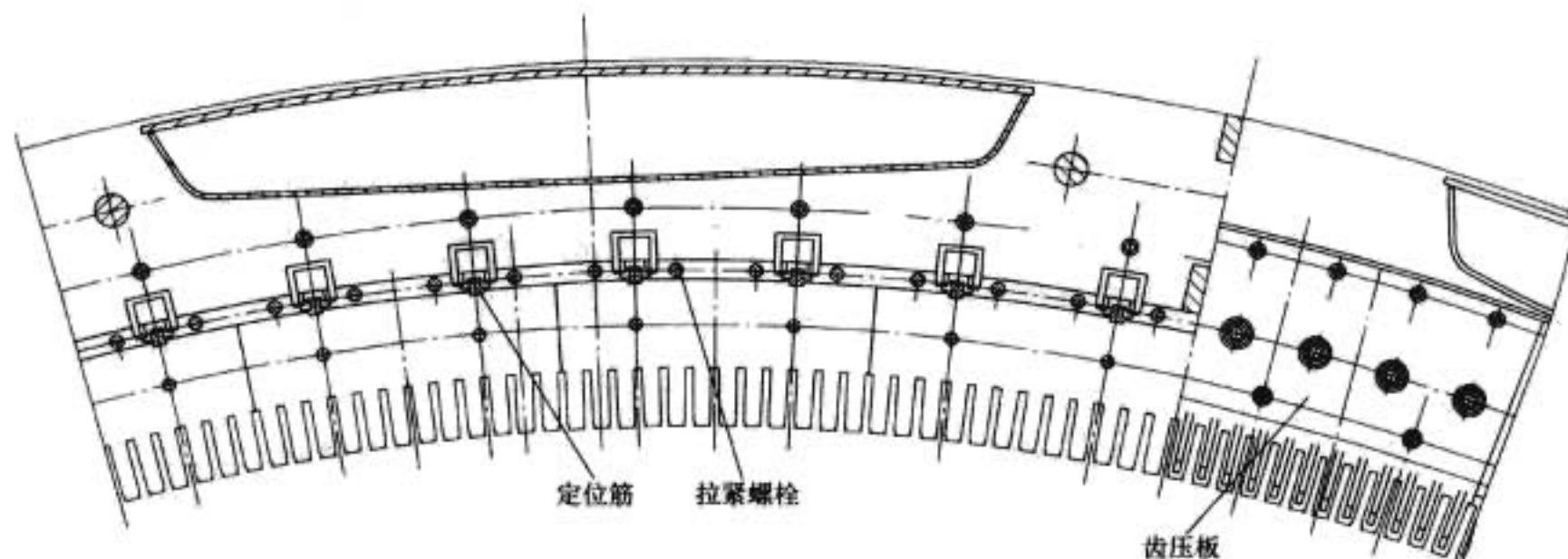


图 3.3-30 定位筋、拉紧螺栓及齿压板结构布置

齿压片是焊在压板上起压紧铁心作用的零件。焊接时，应保持齿压片位置准确，齿压片中心偏差应控制在 $\pm 1\text{mm}$ 内。齿压片有两种结构：一种为扁钢结构；另一种为矩形钢管结构。采用扁钢制成的齿压片，通常用型钢，根据齿压片的尺寸加工而成。对矩形钢管制成的齿压片，在同样尺寸下能增加齿压片强度。由于矩形钢管截面是空心的，因此还可以减少由于漏磁而引起的齿压片内的涡流损耗。此外，矩形钢管的齿压片在设计时，将它弯曲一个角度，其形状如图 3.3-31 所示，使齿压片在压紧时预先在齿部有一个压紧力，这样可以防止电机运行后齿部铁心的松动。此种结构的齿压片已在一部分水轮发电机中应用，效果良好。

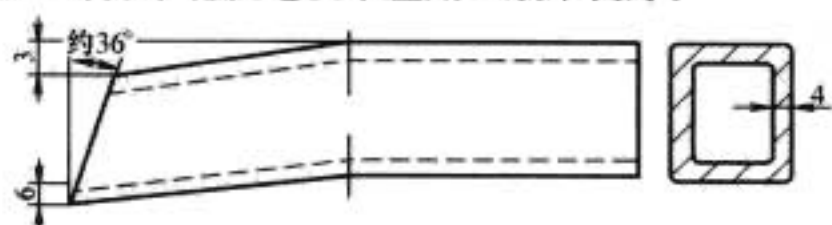


图 3.3-31 矩形钢管齿压片

中、小型水轮发电机的齿压片材料，一般采用 Q235 扁钢或 20 号钢的异型钢管。当发电机的电负荷大于 600A/cm 或定子槽电流超过 3000A 时，为了减小端部涡流损耗对齿压片引起的发热，都选用非磁性钢材。目前选用的有 40Mn18Cr4V 和 1Cr18Ni9Ti 等。

(5) 水轮发电机在运行中，时有产生铁心松动。调节螺栓就是专门用来铁心松动时压紧定子铁心的。常用的规格有 M36 和 M42 两种。大部分机组采用 M36，材料为 45 号圆钢，螺母一般用扁螺母。

(6) 机组在运行中，拉紧螺栓会发生振动（抖动），因此在拉紧螺栓上每相隔一定的距离需焊一块固定片，以消除或减小拉紧螺栓的振动（抖动）。

(7) 为了防止水轮发电机运行后铁心松动，在拉紧螺栓的上、下端都加装有碟形弹簧（图 3.2-1）。通过设置碟形弹簧的压缩量和拉紧螺栓的伸长量，补偿铁心的收缩，保证定子铁心长期运行而不松动。

2.2.4 铁心设计

2.2.4.1 铁心分段及厚度

在设计时，为了满足通风要求，对采用径向通风系统的水轮发电机，必须将定子铁心在轴向分成若干段。

在选取定子通风沟数时，应考虑定子铁心每段的厚度，因为它直接影响每段铁心的温升。对一段铁心的热量可从三路散发，一路流向定子通风沟，由通风沟内的风速带走；另两路分别流向定子铁心的内、外圆，但所占比例不大。所以近似分析时，可以假定一段铁心的热量全部由该段铁心上、下两边通风沟的风速带走。理论分析，铁心的温升主要取决于每段铁心厚度和该叠片铁心段上、下两边通风沟内的风

速。如果定子铁心每段的厚度选择不当或通风沟内的风速分布不均，都会引起定子铁心温度分布不均。因此，铁心设计时可以参照类似容量和转速的电机，求得其定子铁心轴向风速的分布，然后考虑定子铁心每段的合理厚度，以获得一个沿轴向分布均匀的铁心温度。但在实际计算时，却往往依照已设计运行的电机经验和计算分析来选取。

2.2.4.2 铁心上、下端尺寸

定子铁心上、下端由于受到端部磁通的影响，引起铁心附加损耗增大，特别是转子伸出定子铁心较长的电机更为突出。据有关文献介绍，气隙部分的轴向磁通增加约 25% 左右。因此，在设计定子铁心上、下端时应予以重视。通常将定子铁心上、下端设计成阶梯形，如图 3.3-32 (a) 所示。目前，都采用 $6\text{mm} \times 6\text{mm} \times 6\text{mm}$ 的三个阶梯结构。国外一些电机制造厂为了降低造价，也有制成两个阶梯的结构，因为每增加一个阶梯，需要一组特殊的冲片。采用阶梯形的上、下端铁心结构，除了降低铁心上、下两端的温升外，还可以防止因叠装铁心引起定子铁心上、下端的齿涨。另外，为了减小漏磁通在定子铁心上、下端引起的损耗增加，对铁心上、下端（ $6\text{mm} \times 6\text{mm} \times 6\text{mm}$ ）阶梯叠装的冲片齿部可以开有小槽，如图 3.3-32 (b) 所示。

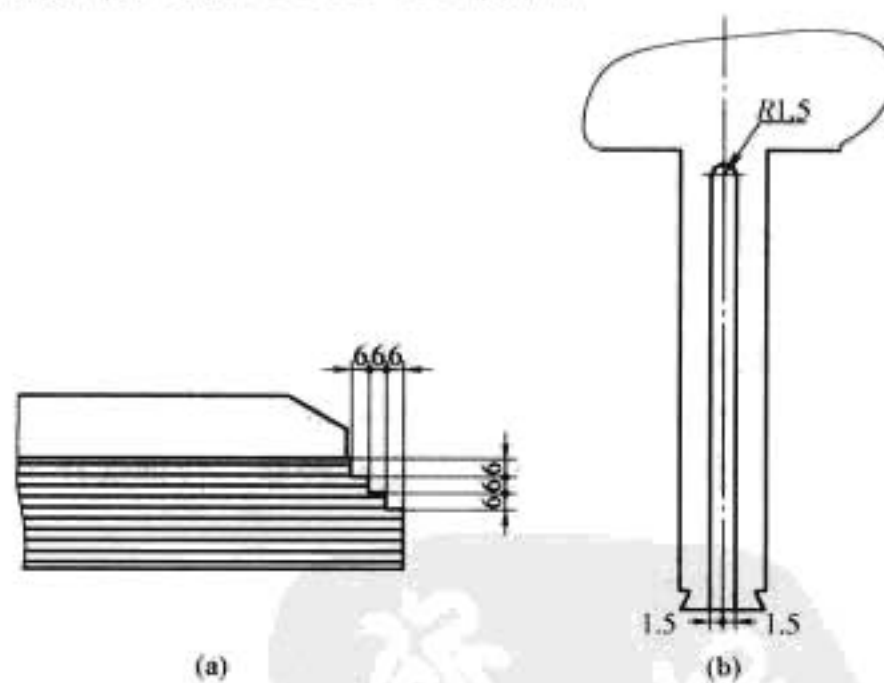


图 3.3-32 铁心上、下端阶梯尺寸

2.2.4.3 铁心压强

定子铁心在装压过程中，最关键的是铁心能否压紧，而铁心能否压紧直接与定子铁心的压强（单位面积上的压力）有关。由此可见，铁心压强的大小是定子铁心叠压的关键因素。

定子铁心应该有足够的压紧力。水轮发电机在运行一段时间后，有的机组会出现定子振动、噪声和铁心温度有所增加现象。如果停机进行检修，将铁心重新压紧后再投入运行，经检测证明，定子振动和噪声都会得到减轻甚至消失，同时铁心温度也有所降低。这充分说明，铁心压紧力不足是

造成上述缺陷的重要原因。

要保证定子铁心有一定的压紧力，则必须对铁心的压强有一定的要求。目前，水轮发电机定子铁心的压强还没有专门的规范。但是，如果定子铁心高度增加，压紧的阻力也将相应增加，压紧力也随着铁心高度的增加而增加。欧洲一家电机制造厂曾对不同铁心的长度、铁心的压强作出如下建议

$$p=0.6+0.4l_t \quad (\text{MPa})$$

式中： p 为铁心所受的压强，MPa； l_t 为铁心长度，m。

由上式可知，当铁心长度为 1m 时，铁心压强为 1.0MPa；铁心长度为 2m 时，铁心压强为 1.4MPa；铁心长度为 3m 时，铁心压强为 1.8MPa。据国外文献报道，为了保证铁心的密实度和压紧力，需要一定的轴向拉紧力，其铁心的压强需在 1.4~2.1MPa 的范围内。为了进一步了解定子铁心的压强，对部分电站作了调查和分析，其数值见表 3.3-9。

表 3.3-9 部分电站铁心压强

电 站	铁心长度 (m)	铁心压强 (MPa)
古里 II	3.8	4.0
萨彦—舒申斯克	2.75	1.3
二 滩	2.883	1.53
漫 湾	2.45	1.5~1.96
岩 滩	2.33	2.0
五强溪	2.04	1.5~1.9
伊太普	3.50	5.0
大朝山	1.95	1.96

综上，从铁心压强数值可以看出，水轮发电机的定子铁心压强各电站（发电机）相差比较大，与我国一些指导性文件的数值相差也较大。因此，在选取定子铁心压强时，建议根据发电机定子铁心结构、铁心长度等因素，予以综合考虑。同时在选取铁心压强时，还应考虑电机运行后，由于各种原因引起的定子铁心收缩，其收缩量可以考虑 $(0.2\% \sim 0.3\%) l_t$ 。

增加定子铁心的压强，虽然对提高铁心的密实度有好处，但通过拉紧螺栓提高铁心的压强，还应考虑定子机座结构和铁心冲片漆膜的承受能力。不同的发电机，其结构也各不相同。因此，定子铁心的压强很难作出一个具体的规定数值。一般的中、小型水轮发电机，定子铁心长度在 1~2m 范围内，建议定子铁心压强在 1.2~1.5MPa 范围。对大容量、长铁心水轮发电机，应视其铁心固定结构和拉紧螺栓的材料，同时借鉴一些大型电机的运行经验，合理选择定子铁心的压强值。

2.2.4.4 铁心部件计算

铁心部件计算主要包括铁心部件机械计算和铁心与机座热膨胀力及间隙的计算。

(1) 定子铁心部件机械计算主要包括：定子齿压板、拉紧螺栓、定位筋和托板等部件的计算。通常按照电指文件 (DZ) 22—63 进行，本书不作叙述。

(2) 水轮发电机运行时，定子铁心将发热，由此产生与机座间的温差。铁心发热引起铁心热膨胀，由于受到机座的约束限制而不能自由向外膨胀，只能往里挤。不仅机座要承受很大的热应力，而且会使铁心产生波浪形和内径挤小现象，而波浪形的低谷处还会使端齿部分松动而引起振动。因此对大、中型水轮发电机定子铁心设计时，必须注意解决好铁心的热膨胀问题。有关热膨胀的计算可参考有关的资料，本书不作叙述。

2.3 定子绕组

绕组是构成发电机的主要部件，属于发电机的导电元件，也是发电机产生电磁作用必不可少的零件。

2.3.1 绕组的构成原则

定子绕组的构成，主要是从设计制造和运行两方面考虑。绕组的型式虽然有所不同，但其构成原则是相同的。具体要求如下：

- (1) 合成电动势和合成磁动势的波形要求接近于正弦，数量上力求获得较大的基波电动势和基波磁动势。
- (2) 对三相绕组，要求各相的电动势和磁动势对称；绕组的电阻、电抗要求平衡。
- (3) 绕组结构要求简单、省铜，绕组铜耗要小。
- (4) 绕组绝缘要可靠，机械强度、散热条件要好，制造简单、方便。

2.3.2 绕组的基本要求

无论对制造好的绕组或嵌装好的绕组都应该满足以下要求：

- (1) 绕组应能承受现行规范所规定的各种运行状态下的试验电压。如《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894) 中规定的各种运行工况和试验电压规定。
- (2) 绕组应足以承受所有机械应力，尤其在短路作用后，试验电压仍然没有损坏绕组。即在运行中重复短路后，绕组亦没有出现不允许的松动和位移。
- (3) 绕组及其绝缘系统对电负荷和热负荷应有足够的寿命。一般大型电机的绝缘寿命约为 30 年；中、小型电机的绝缘寿命为 25~30 年。为了满足绕组寿命的要求，绕组必须是热稳定的，而对高压电机绕组又必须是耐电晕的。热稳定性的先决条件是，其极限温度不应超过基本技术条件中规定的值 (GB/T 7894)。此外，整个绕组的结构必须考虑绕组的正常温度循环，以及由此而产生的相对伸长。绕组的防电晕，应为在实验室内绕组加上规定的试验电压时，没有明显的电晕现象，并且所用的电气绝缘材料也未被暗状放电所损坏，此时即认为该绕组是耐电晕的。

2.3.3 绕组型式及选择

电机绕组型式，可按电机相数、绕组层数、每极每相所占槽数和绕法来分类。

按电机相数划分，可分成单相绕组和多相绕组；按槽内绕组的布置划分，可分为单层绕组和双层绕组；按绕组每极每相所占槽数 q 等于整数或分数划分，可分为整数槽绕组和分数槽绕组；按绕组的制作和绕法划分，可分多匝圈式叠绕组和单匝条式波绕组。目前，水轮发电机的定子绕组大多为三相、双层多匝圈式或单匝条式绕组。近年来，在大型水轮发电机上也有采用条式叠绕组。

2.3.3.1 多匝圈式叠绕组

圈式叠绕组绕制时，相邻的两个串联绕组中，后一个绕组都是紧“叠”在前一个的上面。在叠绕组中，每一个极相组内部的绕组是依次串联的。不同磁极下的各个极相组之间，视具体需要既可接成串联亦可接成并联。一般圈式叠绕组都采用拉制的方式制作，制造简单，造价便宜。这种绕组在生产时，用扁铜线先绕成细长的圈组，然后由操作者用两个定位销，按照需要的圈数把它作成一定数量的绕组数，最后把两边拉开成为菱形，形成一个完整绕组，见图 3.3-33。

圈式叠绕组的最大设计特点是：其绕组匝数和电机的槽数可以比较容易地调整，从而获得一个比较适宜的槽电流和电负荷。此种绕组端部接线的焊接量小，通常采用短节距

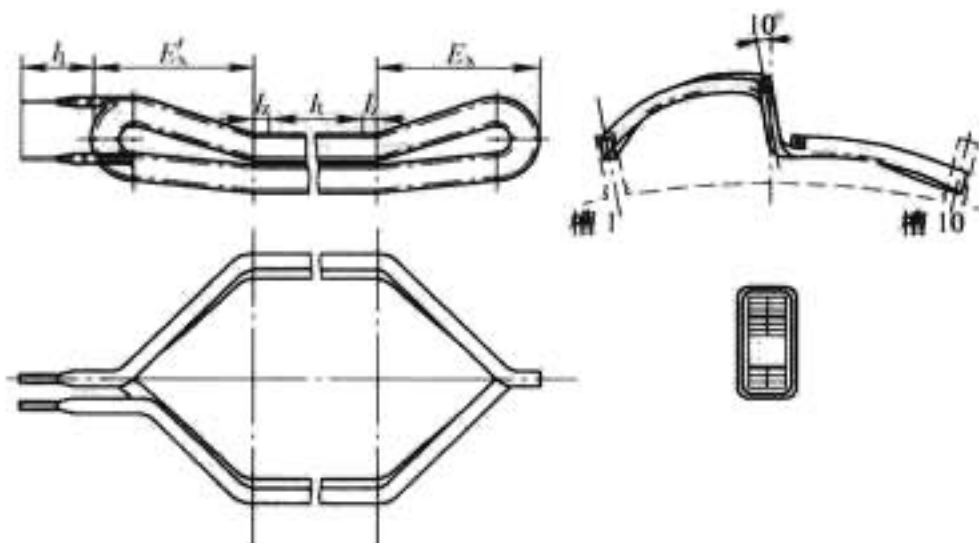


图 3.3-33 定子叠绕组

(绕组节距比 $\beta=0.85$ 左右), 可以省铜和改善电压波形, 但绕组之间和极间连接线较多, 这些连接线的全部长度往往超过定子铁心外径圆周长的三倍左右。圈式叠绕组, 适用于中、小容量水轮发电机和部分大容量水轮发电机。

2.3.3.2 单匝条式波绕组

对于多极、支路导线截面较大的水轮发电机, 为节约极间连接线用铜量, 常采用条式波绕组。波绕组的特点是: 两个相连接的绕组呈波浪形前进, 见图 3.3-34。与叠绕组相比较, 两者的相带划分和槽号分配完全相同, 但是绕组之间的连接顺序和端部形状不同。波绕组的连接规律是: 把所有同一极性 (例如 $N_1, N_2 \dots$) 下属于同一相的绕组, 按波浪形依次串联起来, 组成一组; 再把所有另一极性 ($S_1, S_2 \dots$) 下属于同一相的绕组, 按波浪形依次串联起来, 组成另一组; 最后把这两大组绕组, 根据需要接成串联或并联, 以构成同一相绕组。

相串联的两个绕组其对应绕组边, 即上层绕组边与上层绕组边之间的距离, 通常称为合成节距, 用 y 表示, 见图 3.3-34。合成节距是表示绕组连接规律的一个基本数据, 它代表每连接一个绕组时, 绕组在空间前进了多少个槽距。

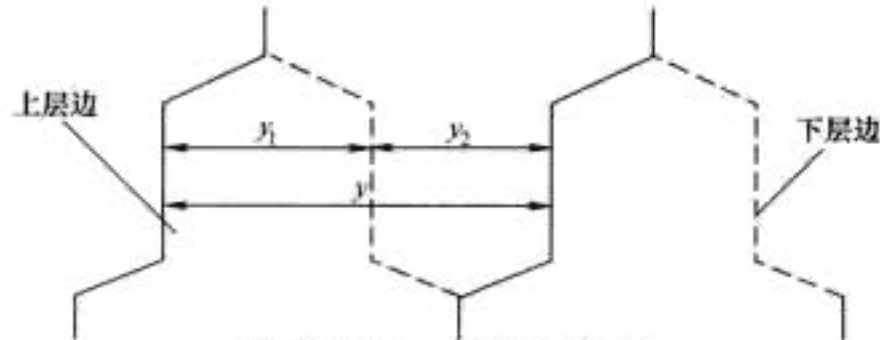


图 3.3-34 波绕组节距

由于条式波绕组的匝间绝缘可靠, 端部连接线少, 股线的直线部分还可以编织换位, 以减少循环电流引起的附加损耗, 而且嵌装方便, 现已被一般的中、大型容量的水轮发电机广泛应用。条式波绕组, 见图 3.3-35。

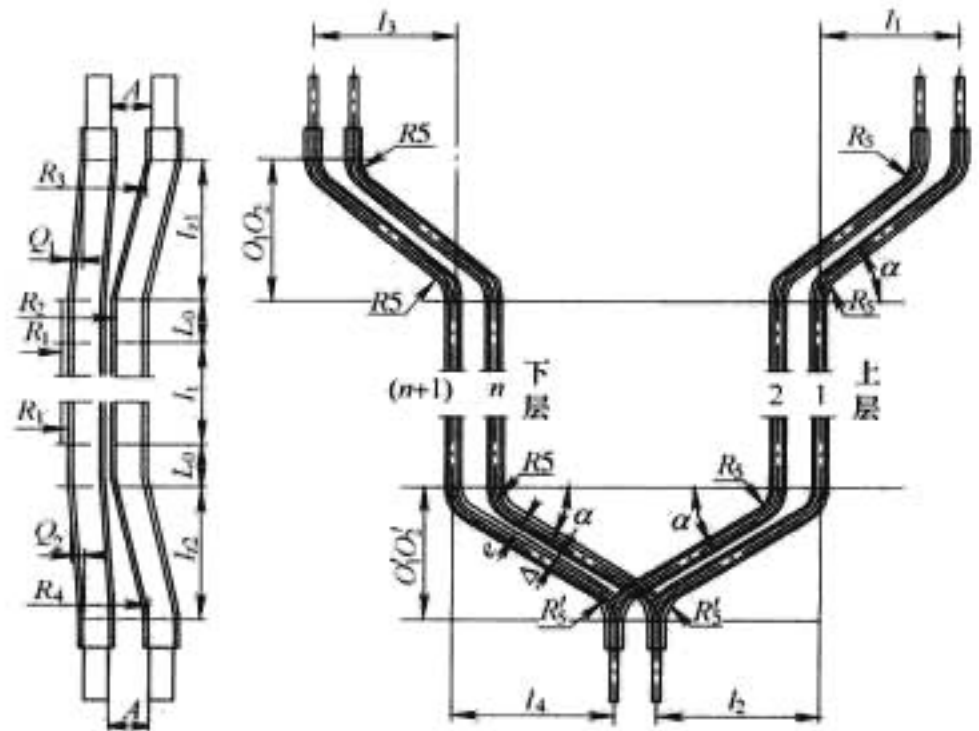


图 3.3-35 定子波绕组

2.3.3.3 绕组型式选择

(1) 多匝圈式绕组在选择定子绕组匝数和电机的槽数时, 比条式波绕组具有较大的灵活性。

(2) 多匝圈式叠绕组的绕组一般用张形机加工, 因此绕组的加工要受到张形机设备能力的限制。而条式波绕组的绕组采用手工制成单根线棒, 所以不受这种限制。但是用机械制造的多匝圈式叠绕组, 比手工制造的单匝波绕组在制造成本上要便宜。选择时, 需视具体情况而定。

(3) 多匝圈式绕组下线时, 在下层绕组边嵌入槽内后要弯曲上层绕组边。为了保证进行这种弯曲时, 不致损坏绕组边出槽口处的绝缘, 要求绝缘要有一定的柔韧性。对大截面、节距较短的绕组危险更大, 尤其在运行过程中更换烧坏的绕组时, 也会出现这种情况。如果采用条式波绕组, 下层线棒和上层线棒分别下入槽内时就不需要弯曲。

(4) 条式波绕组需要用并头套将每一对线棒前后端钎焊起来, 使线棒串联为绕组。采用多匝圈式叠绕组时, 显然不需要这样钎焊。因此, 在这一点上后者比前者造价低。

(5) 多匝圈式叠绕组除对地主绝缘外, 还要将每匝进行绝缘, 形成足够的介电强度, 以承受因线路切换或雷击引起的冲击波的冲击。这种匝间绝缘会降低槽深方向的空间利用系数。单匝条式波绕组, 当每槽有 2 根有效线棒时, 匝间绝缘的厚度自然比对地绝缘大一倍, 因此不需要采取预防冲击波的特殊措施。

(6) 绕组的截面较宽时, 为了防止涡流效应过大, 需考虑将每个有效线匝中的单根股线换位。而多匝圈式叠绕组, 若每个绕组的匝数大于 3, 绕组鼻端 180° 扭转就形成了自然换位, 可使循环涡流损耗限制到可以允许的值。若匝数为 2 或 3, 将绕组的一匝进行半罗贝尔换位, 也可有效地减小循环涡流损耗。采用单匝条式波绕组由于端部没有换位, 主要是靠线棒槽部采用罗贝尔换位以消除其循环涡流损耗。

(7) 多匝圈式叠绕组总是制成短距绕组。而单匝条式波绕组当 q 为分数时, 既可布置成长距, 又可布置成短距。因此, 可灵活选择节距而不改变绕组端部的总用铜量。绕组端部伸出铁心的部分, 波绕组较叠绕组长, 但是由于波绕组的端部连接线少, 长出的部分可以基本上得到抵消。

(8) 若每相有两条并联支路, 如果多匝圈式绕组的匝间绝缘损坏, 则将在两条并联支路中引起循环电流, 并使线电流减小。通常将两条支路末端引出, 并装上在两条支路的电压不相等时即能动作的电路平衡继电器, 以弥补上述不足, 而且必须每相中都要接入这样的继电器。但对于单匝条式波绕组, 正如第 5 条所述, 采用这种波绕组时, 不可能出现匝间绝缘损坏的情况, 因而也就不需要这样的继电器。

绕组的型式, 主要是根据电机的容量和电压的大小进行选择的。在选择绕组型式时, 应根据各地区的具体情况加以分析比较。如: 欧美地区的一些电机制造公司 (厂) 由于当地劳动力昂贵, 因此都采用劳动量较少、总造价较低的多匝圈式或条式叠绕组型式; 但像俄罗斯等一些国家的制造厂, 在水轮发电机上几乎都是采用单匝条式波绕组, 他们认为这种绕组在技术上的优点已超过了少量费用的增加。因此, 在选择绕组型式时, 首先应从技术的可靠性出发, 特别对大容量发电机尤为重要。

2.3.4 绕组换位

大、中型水轮发电机的定子绕组由多股导线组成。实践证明, 在这种绕组中存在两种环流。第一种环流, 流动于每一股线导体中, 产生集肤效应 (挤流), 使导体内的各点电流密度分布不均匀, 从而使附加铜损耗及交流电阻增加。如

果采用较薄的股线，实际上就解决了这种环流。第二种环流，存在于任意两根股线所组成的回路之中，它叠加在由负载电流决定的平均值之上，使各股线电流呈现不均匀现象。其原因是：各并联股线处在不同位置，磁链不相同，因而产生的电势也就不同，因此在各股线回路中形成了电势差，出现了环流。计算表明，如果没有采取专门的措施，它可能比第一种环流要大得多（因为回路中限制环流的阻尼很小）。这种环流，既增加了定子附加铜损耗，又使股线出现过热点，将直接危害绕组绝缘寿命，限制电机出力的提高。为了消除或减少环流所引起的损耗，通常电机绕组采用不同方式的换位，实践证明是行之有效的方法。

2.3.4.1 多匝圈式绕组换位

对于多匝圈式绕组，若每个绕组的匝数大于3，制造时绕组鼻端扭转 180° 就形成了自然换位，即可将股线内的环流损耗限制到允许值。若绕组的匝数为2或3，则需进一步换位，将绕组的一匝进行半罗贝尔（Roebel）换位，也可有效地减少股线的环流损耗。通过这种方法，相对于罗贝尔换位100%而言，可将2匝绕组的环流损耗减小90%左右，3匝绕组的损耗减小85%左右。

2.3.4.2 单匝条式绕组换位

大、中型水轮发电机定子绕组通常都采用单匝条式线棒。线棒是由许多并联的股线组成，一般股线都选用厚度较薄的铜带，目的是将股线中的挤流附加损耗降低到可以接受的范围内。从条式线棒结构可知，这些并联的股线在线棒的两端连接处是焊在一起的。如果一根线棒有 C 根股线，相当于两端并头套（连接处）间有 C 条并联支路，故这些并联股线（支路）的端部处于十分复杂的端部漏磁场之中。由于各并联股线在端部处在不同的位置，它们的磁链也不尽相同，所以每根股线内就不可能感应出相同的电势，就此在各并联的股线（支路）间不可避免地出现了循环电流及其损耗。

为了减少这种环流损耗，必须给这些并联股线（支路）以某种方式的换位。显然，理想的换位是使并联的股线（支路）能机会均等地经过槽部及端部漏磁场的每一物理位置。这样，各并联股线（支路）就具有相同的漏磁电势，因而消除了环流及其损耗。但是这样的股线换位实际上是做不到的，在结构以及工艺上均无法实现。近年来，对单匝条式线棒的换位进行了大量的研究工作，并取得了较大成果。目前，单匝条式线棒的换位方式主要有以下几种：

(1) $0^\circ/360^\circ/0^\circ$ 正常 Roebel 线棒换位。已被广泛应用于大型电机的绕组中。特别在中、小型水轮发电机中，因为定子铁心长度和线棒端部长度都较短，其结构和工艺简单，因而获得普遍应用。Roebel 线棒换位方式是1912年BBC公司的工程师 Ludwig Roebel 首先发明的，典型的 Roebel 线棒见图3.3-36。

$0^\circ/360^\circ/0^\circ$ 换位的主要特点是：线棒的股线在定子铁心全长度上进行换位，而线棒的端部（上、下端部）不进行换位。 $0^\circ/360^\circ/0^\circ$ 换位的 Roebel 线棒的任意一对股线所组成的回路中，横向磁场感应的电势和径向磁场感应的电势，由于各股线在槽部均匀平衡地换位，使它们在槽底部的合成值均为0，然而，横向磁场与径向磁场在线棒两个端部的感应电势均未能抵消，因此将在股线间形成相应的环流。这种环流也是线棒股线间产生温差的根本原因。由对多台水轮发电机定子线棒带电测试铜股线温度的结果可知，铜股线间的温差相差较大，最高温差达 $30\sim 40^\circ\text{C}$ ，严重影响绝缘寿命和限制发电机的出力。

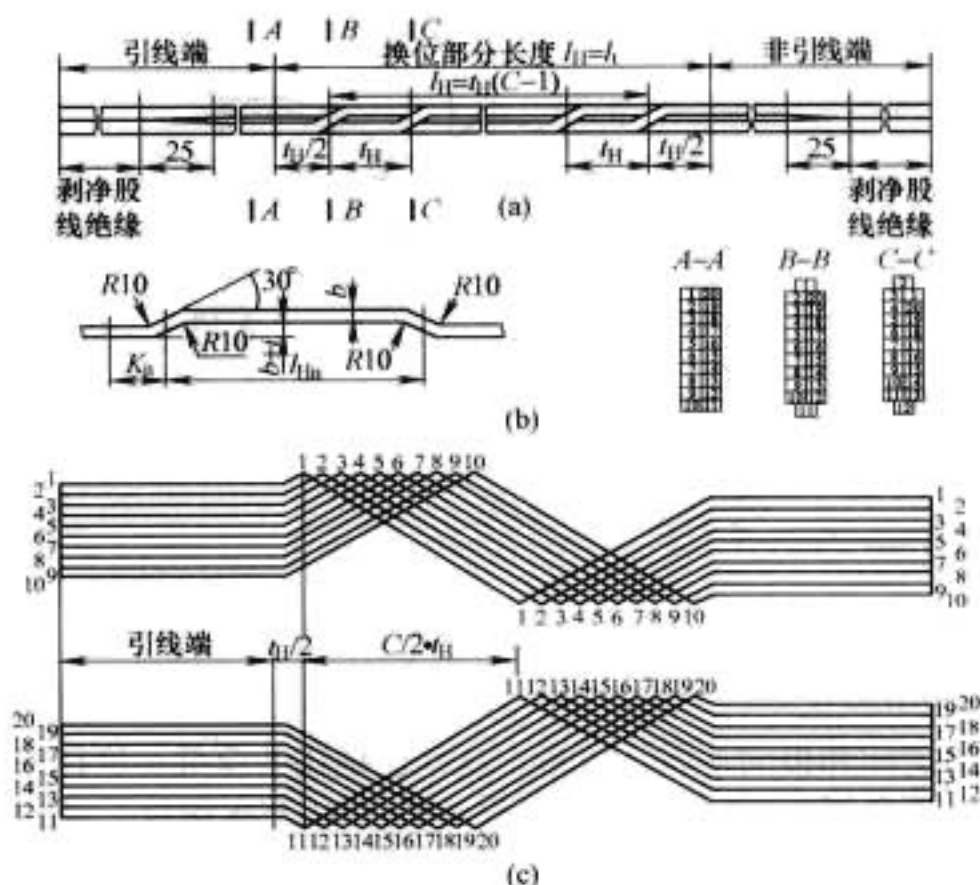


图 3.3-36 典型的 Roebel 线棒换位

(a) 两排导线编织在一起；(b) 单根导线换位压弯；
(c) 导线股数 $C=20$ 时导线的换位编织示意图

多年来，为了消除 Roebel 线棒中的温度分布不均匀现象，对此种换位方式作了更深一步地分析研究和电站实测。经分析，要消除 Roebel 线棒中的温度分布不均现象，必须设法抵消线棒中由端部磁场引起的股线环流及其损耗。为此，展开了条式线棒其他换位方式的研究。

(2) 360° 加空换位。是在 $0^\circ/360^\circ/0^\circ$ 正常换位中，在槽部设置一个空换位段，见图3.3-37。也就是说，线棒从左到右进行全换位的过程中换位到某一角度时，让股线保持该角度向前走一段距离，在这段距离内股线不换位，过了这段距离后再继续按原方式换位。这样，原来磁平衡的槽部全部换位，产生人为不平衡，就是利用这一不平衡来抵消端部磁场在股线间产生的环流电势。环流被抑制，从而使股线电流趋于均匀。但由于相位上的差异，完全抵消环流是不可能的，只能正确地选择空换位段长度，将剩余电势控制在最小的范围内。

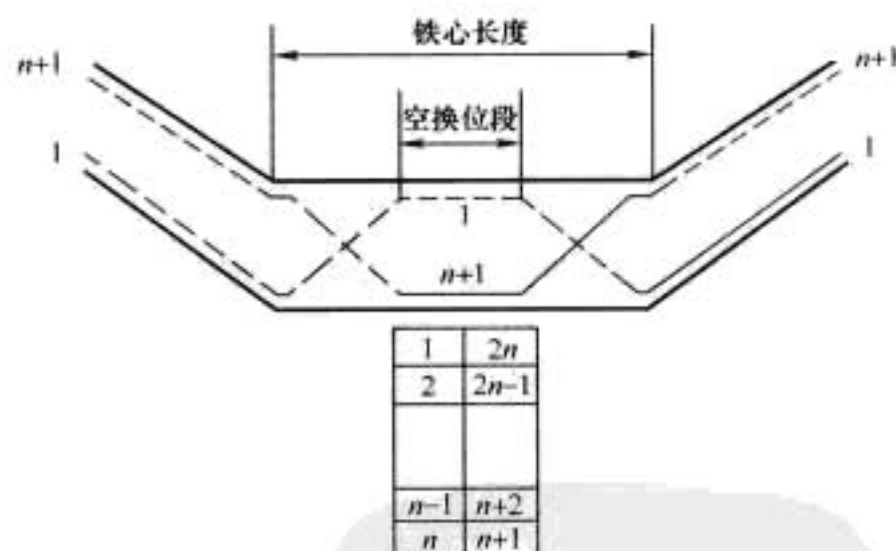


图 3.3-37 360° 加空换位

360° 加空换位缩短了线棒换位长度，即减小了换位节距，给制造线棒与编织股线带来了一定难度。因此，在水轮发电机中的应用受到一定限制。

(3) 槽部小于 360° 不完全换位。在槽部为 360° 换位线棒中，设置一段空换位段能够有效地抑制回路中的环流。但在设置空换位段时，长度往往受到限制，特别是铁心长度较短的水轮发电机，空换位段长度不能过长。由于在一定的铁心长度内设置了空换位段，所以股线的换位节距也将受到限制。过短的换位节距很难保证换位弯角处股线绝缘的可靠性，同时造成股线编织困难。为此，在 360° 加空换位的基础上，研究开发出线棒槽部小于 360° 的不完全换位方式。其基

本原理仍然是利用槽部各股线的磁不平衡而形成的电势,去平衡股线回路中端部磁场作用,如图3.3-38所示。

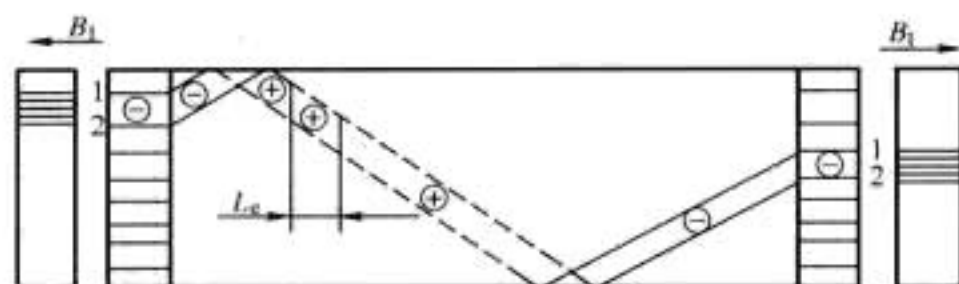


图 3.3-38 槽部小于 360° 不完全换位

采用小于 360° 不完全换位,换位节距比 0°/360°/0° 正常换位节距增大,股线编织容易,有利于确保换位弯角处股线的绝缘质量。

(4) 延长 360° 换位。是一种利用补偿法来减少股线回路中的环流,以降低股线间的温差的换位方式,是将股线的换位延长到槽部以外的绕组端部,如图 3.3-39 所示。从图中可看出,其工作原理和不完全换位相同,仍然是利用槽部不平衡出现的横向磁场电动势,去平衡回路内端部磁场的作用。其实质与 360° 加槽部空换位段相同。

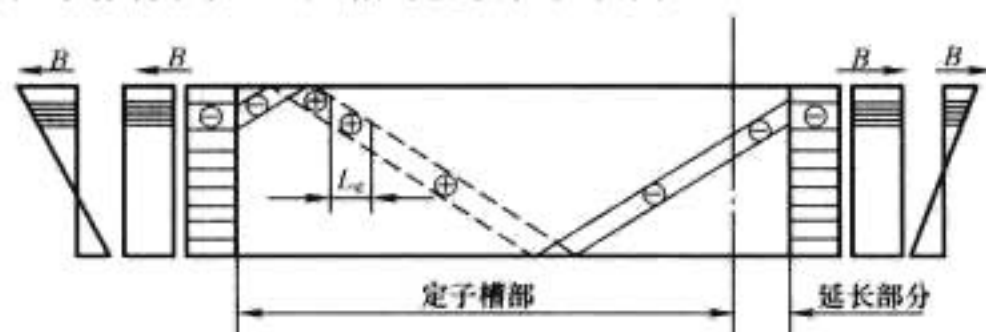


图 3.3-39 延长 360° 换位

延长 360° 换位方式,改变了传统的 0°/360°/0° 换位的规定,而把换位长度伸到定子铁心长度以外,实际上是加长了换位长度,增大了换位节距,改善了线棒股线换位、编织与股间绝缘,这是延长 360° 换位的最大优点。但是端部换位(延长 360° 换位),工艺比较复杂,在选用时应充分考虑。

除了上述四种换位方法之外,还有绕组端部 R、T 连接换位。这种换位方式虽然在端部进行,但是线棒端部的单元股线并不参加换位,仅在线棒的端部连接处进行 R、T 连接,以抑制环流损耗,降低线棒的温升,本书不作介绍。

2.3.4.3 各种换位方式的应用及选择

近年来,我国各制造厂、高等院校以及水电站等有关部门,开展了一系列水轮发电机定子绕组换位技术的理论研究和电站实测,取得了丰硕成果。这些科研成果已陆续转化、应用在一些电站发电机的设计和改造中,不仅取得了可观的经济效益和社会效益,而且换位技术得到长足地进步。定子绕组采用新的换位方式后效果明显,如新安江 8 号机定子线棒采用 0°/360°/0° 正常换位时,线棒的最大温差达 49.8K,而采用空 6 股不完全换位后其温差仅为 10.6K。从定子上、下层线棒实测的温度可知,环流对上层线棒的影响要大于对下层线棒。在水轮发电机定子绕组中采用新的换位方式,对降低线棒的最高温度和减少股线间的温差是行之有效的,应该大力推广、应用。

采用不同换位方式来降低线棒的最高温度和温差,大多数情况下是有效的。但也有电站在实测中发现,采用新换位方式后,其温差比正常换位时不但没有降低反而有所增大。如丰满电厂 1 号机曾经出现过这种现象,这就充分说明影响定子线棒环流原因是诸多方面的。丰满 1 号机出现这种现象,主要由于转子结构与其他电站发电机转子结构有差别,转子磁极端部漏磁通过大,因而造成定子线棒股线环流增大。所以,单从定子部分换位来减少股线环流,降低温差是不够的,还应注意转子磁极端部的设计、尺寸以及材料的选择等。

在设计水轮发电机定子绕组换位方案时,必须先对该发电机的端部磁场进行具体的分析计算。然后,根据发电机的自身条件,如定子铁心长度、线棒股线尺寸及股数和换位节距等因素给予综合考虑。此外,还应寻求一种能使线棒最高温度降至最低、线棒股线之间温差较小、制造工艺简单、方便的换位方式。在有条件的情况,能预先制作几根试验线棒,从试验中分析,以求得一种理想的换位方式。

2.3.5 绕组绝缘

2.3.5.1 绝缘材料

绕组主要由两种材料组成。其中铜线为金属材料,是用来通电的,称为导电材料。另一种不通电的材料称为绝缘材料,它在绕组中使电流按照指定的路径通过和承受电场,使之达到满足一定电气特性的要求。每种绝缘材料均应具有尽可能高的介电性能,即击穿强度高、导电率小、介电常数适当、介质损耗小、爬电强度高。

在发电机中应用的绝缘材料,还必须满足其他技术要求。对机械性能的要求是:抗拉强度与抗压强度高、弹性伸长好、挠性和耐振性好。就热的观点而言,力求达到耐热性高、抗燃性高、热态下体积变化小、导热性好、吸水性小、泡胀量小和耐风化。就化学作用而言,希望能抗臭氧并且对于漆和浇铸树脂具有化学惰性。对寿命而言,还应要求机械疲劳强度、电腐蚀强度、热稳定性和短时加热性能良好。

2.3.5.2 绕组绝缘的要求

绕组绝缘直接关系到发电机运行的可靠性和寿命,同时也影响到发电机技术经济指标,因为发电机的绕组在运行中,要长期经受高电压、高温、交变电磁力和环境等诸多因素的作用。定子绕组在高电压作用时,绝缘介质随着时间的延长损耗加大,并加速了绝缘的老化,从而出现电晕、电腐蚀,甚至引起放电,造成短路和绝缘击穿。在运行中,绕组将受到交变电磁力的作用和倍频机械振动磨损。负荷突变时,还会受到冲击力。当绕组温度变化时,绝缘将会受到拉伸和压缩的热应力,同时绝缘长期处于发热体中,温升过高会加速绝缘老化。在工厂制造、运输、储存以及运行中,定子绕组会受到机械的碰撞及环境中潮气、粉尘、化学气体等诸多因素的影响。综上,定子绕组的绝缘性能应满足以下要求:

- (1) 电气性能,应具有高的耐电强度和低的介质损失。
- (2) 机械性能,应具有高的机械强度、弹性和韧性。
- (3) 热性能,应具有高的耐热性和良好的导热能力。

绕组绝缘除了满足上述性能之外,还应适应发电机的工作环境,因此要求绝缘材料必须能耐油、耐潮、耐化学腐蚀。

2.3.5.3 绕组绝缘的基本性能

绕组绝缘应满足水轮发电机产品技术条件或招标文件中规定的各项性能要求,并能在规定的工作环境条件中长期使用。绕组的基本性能主要包括耐电、耐热以及力学性能。

(1) 介电强度(击穿强度)。每种材料都含有电子或离子形式的载流子。在电场的作用下,或者由于加热,其他的载流子被释放,增大了电流,最后可以大到使绝缘材料变成导电的,通常将此称为击穿。

单位绝缘厚度的击穿电压称为介电强度,它与外施电场分布的均匀性、高电压作用次数和时间、绝缘厚度和绝缘结构的紧密性、环境温度、机械损伤和机械杂质以及散热条件等有关。瞬时工频介电强度是高压发电机定子绕组设计的重要参数之一,也是衡量绕组绝缘水平的重要指标,通常用下式来表示

$$E_b = E_i \delta_p$$

式中: E_b 为绝缘瞬时工频击穿电场强度; E_i 为单边绝缘厚

度 $d_1=1\text{mm}$ 时的击穿电场强度, kV/mm ; δ_1 为单边主绝缘厚度, mm ; $n=0.7\sim 0.9$, 为与电场均匀度有关的指数。

《大型水轮发电机产品质量分等标准》(JB/DQ 3233—87) 规定了水轮发电机定子条式绕组的瞬时工频、击穿电压和击穿场强的分等, 见表 3.3-10 和表 3.3-11。

表 3.3-10 瞬时工频击穿电压

额定电压 U_N (kV)	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20
瞬时工频击穿电压 (kV) \geq (室温、在变压器油中进行、升速 1000V/s)	50	70	90	100	110	120

表 3.3-11 瞬时工频击穿场强

额定电压 U_N (kV)	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20
瞬时工频击穿场强平均值 (kV/mm , \geq) (室温、在变压器油中进行、升速 1000V/s)	合格品	20	20	19	19	18
	一等品	26	25	24	23	22
	优等品	29	28	27	25	24

高压发电机的绝缘长期在机械、电、热应力的作用下, 工频瞬时介电强度逐年下降。在设计制造新的绕组时, 首先考虑绕组绝缘应有足够的储备系数 K_1

$$K_1 = \frac{E_b}{U_{ph}}$$

发电机定子绕组主绝缘的储备系数见表 3.3-12。

表 3.3-12 定子绕组主绝缘的储备系数

额定电压 U_N (kV)	6.3~10.5	13.8~15.75	18.0~20.0	$>20.0\sim 24.0$
K_1	>10	≥ 8.5	≥ 7.5	≥ 7

(2) 耐电晕性。绝缘的耐电晕性能对高压发电机的长期安全运行至关重要, 是高压发电机绝缘的重要性能之一。高压发电机定子绕组绝缘在高电场强度作用下, 绝缘层内、外表面受到电晕侵蚀, 其介电强度随时间增长而下降。为了提高高压绕组的耐电晕性, 除应选择好的耐电晕材料之外, 还应完善绕组的绝缘结构和制造工艺, 以消除绝缘内部的空隙和绝缘表面的放电现象。

从理论分析及电站实测可知, 高压发电机定子绕组在通风槽口和端部出槽口处, 其绝缘表面的电场分布是不均匀的。当局部场强达到临界场强时, 气体发生局部放电 (电晕) 现象, 它所产生的臭氧及氮的氧化物会导致绝缘性能劣化直到损坏。为消除电晕现象, 一般在定子绕组制造时, 按专门的防晕规范分别在绕组的部位进行防晕处理。

(3) 耐热性能。绕组的绝缘寿命随温度的升高而呈指数下降。通常在同一台发电机中, 由于绕组绝缘所处的位置不同, 其温度相差也很大。因此, 要求发电机在额定工况下, 各种耐热等级绝缘结构的最热点温度不得超过表 3.2-13 规定的限值。在发电机设计时, 还应适当留有 $5\sim 10^\circ\text{C}$ 的裕量。

表 3.2-13 电机绝缘耐热等级及温度限值

绝缘等级	A	E	B	F	H	C
允许的最高温度 ($^\circ\text{C}$)	105	120	130	155	180	>180

据有关资料报道, 对于每种绝缘材料都有一个固定的温度变化值。当作为温度升高值时, 寿命减小一半; 当作为温度降低值时, 寿命增加一倍。该温度的变化对于 A 级为 8°C , 对于 B 级为 $8\sim 10^\circ\text{C}$, 对于 F、H 级为 12°C 。在设计水轮发电机时, 应充分考虑到这一点。

(4) 绝缘电阻。发电机的绝缘电阻是随温度变化而呈指

数变化的, 它是评定绝缘结构工艺处理和绝缘状态的指标之一。《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894) 中规定, 水轮发电机定子绕组对机壳或绕组间的绝缘电阻值在换算至 100°C 时, 应不低于按下式计算的数值

$$R = \frac{U_N}{1000 + 0.01S_N}$$

式中: R 为绝缘电阻, $\text{M}\Omega$; U_N 为水轮发电机额定电压, V ; S_N 为水轮发电机额定容量, kVA 。

对干燥、清洁的水轮发电机, 在室温 t ($^\circ\text{C}$) 的定子绕组绝缘电阻值 R_t ($\text{M}\Omega$), 可按下式进行修正

$$R_t = R \times 1.6^{\frac{100-t}{10}}$$

式中: R 为对应温度为 100°C 的绕组热态绝缘电阻计算值, $\text{M}\Omega$ 。

(5) 极化系数 (吸收比)。绕组绝缘在直流电压作用下, 将流过由充电、吸收和电导三个分量组成的电流。前两者随时间的增加而减小, 其中充电电流减小得更快, 而吸收电流的衰减速度则与绝缘结构有关。当绝缘干燥、清洁, 耐电性能良好时, 电导电流很小, 吸收电流衰减缓慢, 需要几十秒到数分钟才达到稳定。因此, 测得的绝缘电阻值随测量时间的增加而增大。当绝缘受潮、污损时, 电导电流很大, 吸收现象不明显, 绝缘电阻值不随测量时间的增加而增大。因此, 《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894) 中规定, 水轮发电机定子绕组极化系数 (吸收比) 为

$$K = \frac{R_{10}}{R_1} \geq 2.0$$

式中: K 为极化系数 (吸收比); R_{10} 为测量时间为 10min 、温度为 40°C 以下时, 测得的绝缘电阻值; R_1 为测量时间为 1min 、温度为 40°C 以下时, 测得的绝缘电阻值。

(6) 介质损耗角正切值 $\tan\delta$ 。绕组绝缘结构在外施交流电压作用下, 产生电导损耗和极化损耗。介质损耗的存在, 使流过绝缘结构的全电流, 不是超前于电压 90° , 而是比 90° 小一角度 δ , 这个角度的正切值 $\tan\delta$ 即为介质损耗角正切。高压发电机绝缘层厚, 散热差。因此, 必须严格控制其 $\tan\delta$ 值, 以防止因介质损耗过大发生热击穿。水轮发电机线棒常态介质损耗角正切, 见表 3.3-14。

表 3.2-14 常态介质损耗角正切及其增量限值

试验电压	0.2 U_N	0.2 $U_N\sim 0.6 U_N$
介质损耗角正切值及其增量	$\tan\delta$	$\Delta\tan\delta = (\tan\delta_{0.6U_N} - \tan\delta_{0.2U_N})$
指标值 (%)	≤ 3	≤ 1

注 U_N 为水轮发电机额定线电压, kV 。

介质损耗角正切值 $\tan\delta$ 能灵敏地反映整个线棒绝缘结构的受潮、劣化或脱壳发空以及结构中绝缘材料变质程度, 但对反映局部缺陷不够灵敏。尽管如此, 它仍是判断高压发电机定子绕组主绝缘品质的主要指标之一。

(7) 介质损耗角正切的增量 $\Delta\tan\delta$ 。 $\tan\delta$ 随外施电压的升高而增加的增量 $\Delta\tan\delta$, 能灵敏地反映绝缘结构中的局部缺陷。 $\Delta\tan\delta$ 很小, 表示绝缘结构良好。若绝缘结构中有缺陷时, 当外施电压升至一定值后, 其中的气体发生电离, 此时 $\tan\delta$ 随外施电压的增加而迅速上升。因此, 在不同电压下 $\tan\delta$ 的增量 $\Delta\tan\delta$ 也是判别绝缘结构品质和工艺水平的重要指标之一。水轮发电机线棒常态介质损耗角正切的增量 $\Delta\tan\delta$ 限值, 见表 3.3-14。

(8) 力学性能。发电机在制造和运行中, 绕组常受到电磁力、热应力和机械应力等作用。如大容量水轮发电机和启动频繁的蓄能机组, 其绕组因导体热胀冷缩产生热应力。发电机在下线时, 会发生敲打弯曲并头而引起机械应力以及电

机运行时的振动力等。在各种力的作用下，若绕组产生不允许的变形，将会导致绝缘损伤，使介质强度下降。为了保证绕组绝缘的可靠性，要求绕组应具有较高的机械强度和韧性。同时，绕组槽部和端部也要牢固固定，以防止其变形和因频繁振动而磨损。

2.3.6 绕组绝缘结构

2.3.6.1 绕组绝缘结构的要求

对绕组绝缘结构有以下要求：

(1) 应根据产品的技术要求或招标合同，选择符合规定要求的绕组电压和耐热等级。对特殊要求的水轮发电机，必须选择与特殊要求相适应的绝缘结构。如对高海拔水轮发电机，在绝缘结构和防晕处理方面均比一般水轮发电机要高一级。

(2) 在保证发电机运行可靠和达到预期寿命的前提下，应尽量选用较薄的绝缘厚度，以提高槽利用率，缩小发电机尺寸，提高技术经济指标和改善发电机冷却，这对大容量水轮发电机更具有现实意义。

(3) 在绝缘制造方面，应选用合理的工艺，采用新材料、新技术，制造优质、可靠的定子绕组。

(4) 设计定子绕组绝缘结构时，应充分考虑原材料的供应，货源要充足，而且易得、价低。

2.3.6.2 定子绕组绝缘结构

定子绕组的绝缘主要包括股间、匝间、排间、换位和对地防晕层等。典型的圈式和条式高压定子绕组绝缘结构，见表 3.3-15。

(1) 股间绝缘。长期以来，国内的大、中型水轮发电机一般都采用 SBEB-40/155 电磁线。这种线是股间绝缘在导体外用无碱玻璃丝双层反向绕包，经绝缘漆浸渍、烘焙而成的一种双玻璃丝扁铜线。股线的绝缘厚度在 0.4mm 左右。目前国外有两种线，一种是与国内相同的双玻璃丝扁铜线，另一种是近年发展起来的耐热等级为 B~H 级的电机绕组导线，称之为达格拉斯线 (DagLas-Draht)，它是玻璃丝绝缘线的一个新发展。与以往相反，达格拉斯线是用玻璃丝和聚脂纤维 (如 Terylene) 混纺的线包绕而成。

制造过程中，这种绝缘线处在高温下，此时合成纤维被熔化，不仅使玻璃丝纤维相互粘合在一起，而且还特别牢固地贴在导线上。这种电磁线的绝缘厚度为 0.2mm 左右。

达格拉斯线可制成各种结构型式。可以在裸铜线或热固性漆包线上覆盖一层或两层这种绝缘 (F 级)，也可用达格拉斯线绝缘的裸铜线涂以合适的漆 (F、C 和 H 级)。

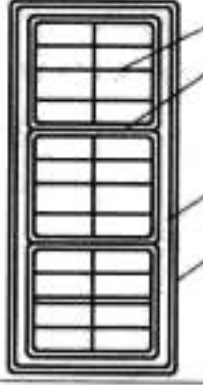
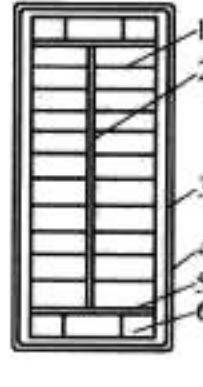
与聚酰亚胺带绝缘的导线相同，达格拉斯绝缘线在较大膨胀 (超过 20%) 的情况下，具有良好的黏附性、柔韧性、抗磨强度及介电性能。

近几年来，国内部分电磁线厂已成功地研制开发出涂玻璃烧结电磁线，其双边绝缘厚度为 0.2mm。东方、哈电等制造公司已成功地将其应用在大型水轮发电机的定子线棒上，并取得了良好的效果。

(2) 匝间绝缘。水轮发电机圈式叠绕组由多匝绕组组成，每匝则由一股或多股并联的双玻璃丝扁铜线编织而成。绕组除了股线需绝缘外，每匝也同样需要单独进行绝缘。这种绝缘必须能承受因输电线路受雷击而引起的冲击电压。发电机在运行中，会受到大气过电压或因操作不当而造成的内部过电压的冲击，一般匝间过电压要比工作电压高出许多倍，有时可能使匝间绝缘击穿，造成匝间故障。常见的匝间短路，可引起发电机两相或三相短路。因此，加强匝间绝缘仍是确保多匝绕组安全、可靠运行的关键。多匝绕组匝间的

绝缘结构可按照各制造厂绝缘规范进行。

表 3.3-15 高压定子绕组绝缘结构

绕组型式	绝缘结构图	序号	名 称	材 料
圈式		1	股线绝缘	玻璃丝
		2	匝间绝缘	薄膜三合带
		3	对地绝缘	B、F 级环氧粉云母带
		4	防 晕 层	半导体漆或带
条式		1	股间绝缘	双玻璃丝/涤纶 双玻璃丝
		2	排间绝缘	环氧浸渍玻璃坯布
		3	对地绝缘	B、F 级环氧桐 马粉云母带
		4	防 晕 层	半导体漆或带
		5	换位绝缘	环氧桐马柔软云母板
		6	换位凹坑 填充	粉云母换位填充板

(3) 对地绝缘。高压发电机定子绕组对地绝缘 (主绝缘)，根据槽部和端部是否采用同一结构分为连续式和复合式两种。连续式按材料和处理工艺，可分为多胶液压和模压成型体系及少胶 VPI 无溶剂胶后模压成型体系。我国开发的 B 级 TOA 环氧玻璃粉云母带模压绝缘已成功应用了 30 多年，20 世纪 70 年代末，又改变成 F 级 MTOA 体系。少胶 VPI 绝缘系统，目前已在东方电气集团东方电机有限公司生产制造中使用。

对地绝缘厚度由以下三个因素决定：

- 1) 定子绕组主绝缘的储备系数 $K_1 > 7$ 。
- 2) 要求在许用工作场强 E_w 下，绝缘内部不游离或游离放电电量低于允许值 $5 \times 10^3 \text{ pC}$ 。
- 3) 电老化寿命外推 30 年剩余场强 E_R 不低于预防性试验电压。

对地绝缘厚度还与发电机的电压和各制造厂采用的绝缘结构以及选用的材料、工艺方法等有关。近年来，我国在减薄主绝缘厚度，包括材料、结构、工艺以及绕组固定等方面做了大量工作。前一阶段，主要从改善绕组角部场强上进行研究，增大线棒导线圆角半径，改善角部场强畸变系数，提高绕组主绝缘工作场强，达到减薄主绝缘厚度的目的。国内制造厂与国外合作设计制造的二滩、三峡水轮发电机，额定电压为 18kV，主绝缘厚度为 4.5mm (单边)；额定电压为 20kV，主绝缘厚度为 4.6mm (单边) 均达到了国际先进水平。东方电气集团东方电机有限公司采用的少胶 VPI 绝缘系统，其绝缘厚度在原有的基础上又可减少 10% 左右。

2.3.7 绕组设计

圈式叠绕定子绕组和条式波绕组将根据电机的基本数据，如额定电压 (U_N)、相数 (m)、定子铁心内径 (D_i)、定子铁心长度 (l_i)、定子槽数 (Z)、并联支路数 (a)、绕组节距 (y_1)、股线线规和数量等，按照各制造厂的绝缘规范和计算程序 (公式) 进行设计计算，本书不作介绍。

2.4 定子装配

2.4.1 绕组接线

一般水轮发电机都采用三相双层绕组。三相双层绕组又可绕成叠绕组和波绕组两种。绕组在每极每相的分配上有整

数槽和分数槽之分。本节重点研究三相双层分数槽绕组的连接方法。

2.4.1.1 槽电势星形图

在确定绕组的接线时,通常采用槽电势星形图来分析绕组的连接。由同步发电机的基本工作原理可知,在定子槽内导体感应的电势按正弦规律变化,其感应电势分别用矢量表示,由这些矢量构成一个辐射星形图。为了更方便地说明槽电势星形图的绘制,现举例说明。图 3.3-40 表示一台 $2p=4$ 、 $Z=36$ 的三相同步发电机定子槽内导体沿定子圆周的分布情况。

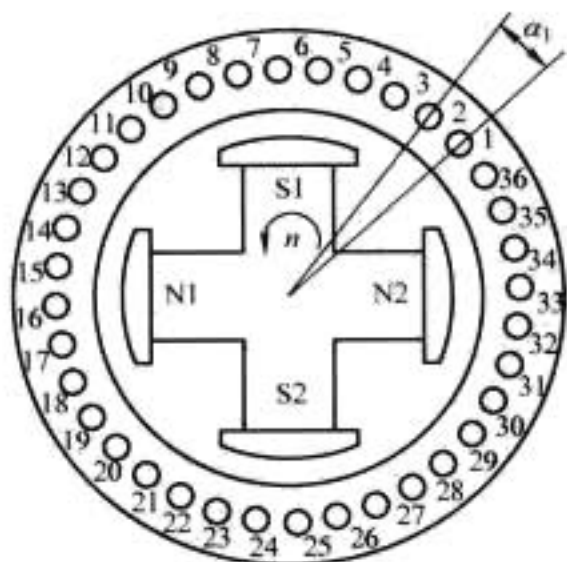


图 3.3-40 槽内导体沿定子圆周分布情况

相邻两槽间距离以电角度表示时,称为槽距电角,以 α_1 表示。

由于整个定子圆周为 360° 机械角度,当以电角度计算时,一对极距范围就等于 360° 电角度。当电机有 p 对极时,则定子圆周为 $p \times 360^\circ$ 电角度,因此槽距电角为

$$\alpha_1 = \frac{360^\circ p}{Z}$$

式中: p 为电机极对数; Z 为定子槽数。

对所举例子的槽距电角

$$\alpha_1 = \frac{360^\circ p}{Z} = \frac{2 \times 360^\circ}{36} = 20^\circ$$

假设磁极磁场的磁密沿气隙圆周按正弦规律分布,转子沿反时针方向恒速旋转,则导体电势也随时间按正弦规律变化,即

$$e_c = B_n l v = B_m l v \sin(\omega t) = E_{cm} \sin(\omega t)$$

由于各槽在空间彼此互差 α_1 电角度,各导体电势在时间相位上也彼此互差 α_1 角度。假设 1 号槽的导体电势以矢量 1 表示,则在图示的转子转向下,2 号槽的导体电势矢量 2 比矢量 1 滞后 20° 。同理,矢量 3 比矢量 2 滞后 20° 。依次类推,就可以绘制出如图 3.3-41 所示的槽电势星形图。由图可见,19、20、21...等矢量与 1、2、3...等矢量分别重合,这是由于它们在磁极下分别处于对应的位置,所以它们的感应电势同相位。一般地说,对于每极每相整数槽绕组,

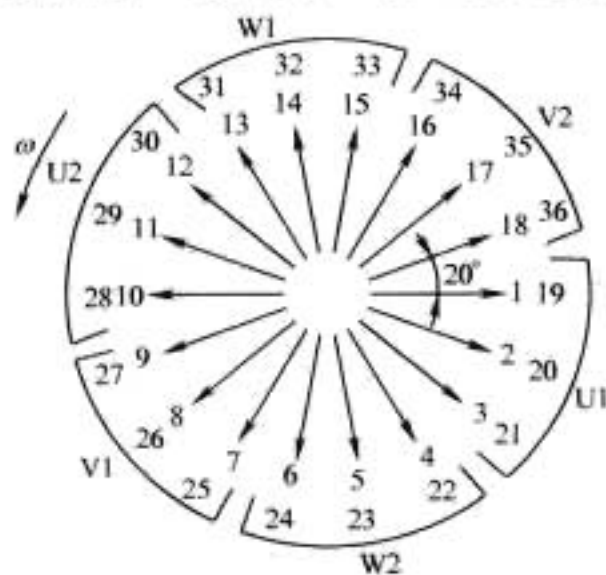


图 3.3-41 槽电势星形图

如果电机有 p 对极,则有 p 个重叠的槽电势星形。即 p 和 Z 有最大公约数 t 时,则有 t 个重合的槽电势星形。

2.4.1.2 三相双层整数槽叠绕组接线

交流发电机的叠绕组是任何两个相邻的绕组均为后一个叠在前一个的上面,然后把属于同一相的相邻绕组直接串联起来,再通过一定的连接方法构成三相绕组。

三相双层整数槽叠绕组的接线步骤如下:

(1) 绘制槽电势星形图。对于双层绕组,上层绕组边的电势星形与槽电势星形完全相同。下层绕组边的位置取决于绕组的节距。如果把各个绕组的上层边电势矢量与下层边电势矢量相减,得到各个绕组的电势矢量,它们也构成一个电势星形,相邻两矢量间相位差也是 α_1 。所以双层绕组里,槽电势星形的每一个矢量可以假定为槽内上层绕组边的电势矢量,也可以假定为一个绕组的电势矢量。在下面的分析中,就是把它看成一个绕组的电势矢量。

(2) 分相。所谓分相,就是在星形图上划分各相所属的槽号。分相的原则是:使每相电势最大,且三相电势对称。为了使三相电势相等,每相在每极下应占有相等的槽数,该槽数称之为每极每相槽数,用 q 表示

$$q = \frac{z}{2pm}$$

式中: m 为相数。

根据分相原则和每极每相槽数 q ,可在槽电势星形图上进行分相。将每一极下定子表面三等分,每相占一等份,称每一等份为一相带。由于每一极的宽度为 180° 电角度,每一相带的宽度相当于 $\frac{180^\circ}{m} = \frac{180^\circ}{3} = 60^\circ$ 电角度,故称为 60° 相带。除上述分相方法之外,还有 120° 相带分相方法,但是此种分相方法带来的合成电势比 60° 相带要小,所以除了单绕组变极电机外,一般都采用 60° 相带绕组。

(3) 绕组连接及绘制展开图。根据星形图上分相的结果,把属于各相的导体按一定规律连接起来,组成三相绕组。绘制展开图时,需将定子齿中心沿轴向剖开成一平面,磁极在上面,展开后按要求进行编号。编号的原则是,绕组和绕组的上层边所在的槽编为同一号码。绘图时,上层边用实线表示,下层边用虚线表示,然后将绘制的展开图上的槽分成 $2p$ 等份,根据右手定则,标出各槽内导体电势的方向。同时,选择绕组节距 (y_1),应先按下式计算电机极距 (τ),以槽数计算,即

$$\tau = \frac{Z}{2p} \text{ (槽)}$$

选择绕组节距时,通常称 $y_1 = \tau$ 时为整距绕组, $y_1 > \tau$ 时为长节距绕组, $y_1 < \tau$ 时为短节距绕组。为了改善电势波形以及节省材料,一般选用短距绕组。

分析各相所属的绕组矢量,把在第一个极下的上层边若干个绕组串联起来得到一个极相组。同样,可以把其他极下属于同相的若干个绕组分别串联起来构成另外极相组。每个极相组的合成电势大小相等,相位相同或相反,故每个极相组可以独立成为一条支路。这样对每极每相整数槽双层叠绕组,如果电机有 $2p$ 极,每相便有 $2p$ 个极相组,故每相并联支路数 a_{max} 等于极数,即

$$a_{max} = 2p$$

对具体发电机而言,各极相组是串联还是并联,要视所选并联支路数而定。

根据星形图上划分的各相所属绕组矢量,按同样规律连接起来,构成了各相绕组。这样,便可得到三相双层绕组的连接。

叠绕组通常采用短距,能节省端部用铜和改善电压波形,便于得到较多的并联支路数。缺点是:极相组之间的连接线较长,对多极发电机来说,无疑用铜量较大。叠绕组一般为多匝绕组,除了在中、小型同步电机和异步电机中采用之外,在水轮发电机的定子绕组中也有采用。

2.4.1.3 三相双层整数槽波绕组接线

波绕组的连接方法、步骤与叠绕组完全相同。但在波绕组连接中,用合成节距 y 来表示波绕组的连接规律,它表明每串联一个绕组时,绕组沿绕制方向前进多少槽。由于波绕组是依次把同极性下的绕组串联起来,每次前进约一对极距 (2τ),故对整数槽波绕组来说,合成节距 y 通常选为一对极距,即

$$y = \frac{Z}{p} = 2mq \quad (\text{槽})$$

如果合成节距选为一对极距时,串联 p 个绕组(沿定子绕了一周)后,绕组将回到原来出发的槽号而自行闭合。因此,为了把所有属于同一相的绕组全部连接起来,每绕完一圈之后,必须人为地前进或后退一个槽,以使绕组继续绕下去。

为了进一步说明波绕组的具体连接和绘制展开图的方法,现仍以 $Z=36$ 、 $2p=4$ 、并联支路 $a=1$ 为例,介绍三相双层波绕组的连接及绘制展开图。槽电势星形图和分相结果与上完全相同,不再重复。

按照波绕组的连接规律,首先确定其合成节距 y 、第一节距 y_1 和第二节距 y_2 。当波绕组采用 $y=2\tau$ 时的连接规律是:绕组沿定子表面绕行 q 周,把所有上层边在 S 极下属于一相的绕组,按一定的顺序串联起来,构成相绕组的一半;然后再沿定子表面绕行 q 周,把所有上层边在 N 极下属于同一相的绕组,也按同样的规律串联起来,构成相绕组的另一半;这两半之间既可串联也可并联,视所需支路数 a 而定。当串联时,则得 $a=1$;如果并联,则得 $a=2$ 。

在整数槽绕组中,无论是叠绕组或是波绕组,每相可能的最大并联支路数都是 $a_{\max}=2p$ 。对于波绕组,为了得到最大并联支路数,必须改变连接方法,不用 $y=2\tau$,而用 $y=2\tau+1$ 槽来连接绕组,便可得到 $2p$ 条并联支路。

综上所述,波绕组的最大优点是:可以减少极相组之间的连接线,故在水轮发电机的定子绕组中被广泛采用。但波绕组的绕组一般是单匝的,此时短距不能节省端接部分的用铜量。因为合成节距 $y=y_1+y_2$,当 y_1 缩短一个槽距时,而 y_2 加长了一个槽距。

2.4.1.4 三相双层分数槽绕组接线

在分数槽绕组中,每极每相所占的槽数实际上是互不相等的,部分极下可能多一个或少一个槽,但每一相在不同极下所占总槽数是相同的。由于水轮发电机的槽数较多,因此分数槽波绕组的接线就较为复杂。而分数槽叠绕组的接线方法则是和整数槽基本一样,只是前者是以单元电机的极对数进行循环的。在分数槽绕组中,同样可以利用槽电势星形图进行绕组的连接,具体的步骤和方法与整数槽绕组相同,所以不再叙述。对于分数槽波绕组,由于水轮发电机的槽数较多,在工厂实际使用时,是采用接线方框图的方法来进行分数槽双层波绕组的连接的。

(1) 60° 相带分数槽双层波绕组的连接。绕组沿着定子圆周(或单元电机)等分为六个相带,每个相带占 60° ,使绕组对称并获得最大电动势(即有较大的分布系数),此种绕组称为 60° 相带绕组。无论是三相整数槽绕组或分数槽绕组,目前大多数发电机绕组都采用 60° 相带。

对于 60° 相带分数槽双层波绕组连接,具体步骤和方法如下:

1) 根据所选发电机的槽数 (Z)、极数 ($2p$)、并联支路数 (a) 和每极每相槽数 (q),进行各种节距计算。分数槽绕组合成节距 y (见图 3.3-34) 为

$$y = \frac{6(bd+c) \pm e}{d}$$

式中: e 为使 y 为整数的最小整数。

第一节距 y_1 由绕组的短距系数 β 决定。

对长距,连接了 p 个绕组(沿定子绕了一周)以后,绕组前移一个槽,以便连续绕下去,则

$$y_1 = 3q(2-\beta)$$

对短距,连接了 p 个绕组(沿定子绕了一周)以后,绕组后移一个槽,以便连续绕下去,则

$$y_1 = 3q\beta$$

第二节距 y_2 为

$$y_2 = y - y_1$$

2) 确定单元电机,当三相所占槽号(包括正、负号)沿着定子圆周分布情况为周期性时,即分配若干个槽后又重复前面的分配情况,并整个圆周的重复是整数时,每周期内的槽数构成一个单元电机。简而言之,如果全圆周上共有 t 个周期,则可将原来槽数为 Z 的绕组看成是由 t 个单元电机构成的。可以把原来电机沿定子圆周等分成 t 段,再把每段围拢起来而构成单元电机。这时每个单元电机有 Z/t 个槽,均匀分布于整个圆周上,而每个单元电机内三相槽号的分配情况和在磁场中所处的位置是完全一样的。因此,应用单元电机数 t 这个概念来研究一个循环内槽号的分配和连接就简便多了。

单元电机数: $t = \frac{2p}{d}$ (当 d 为偶数时)

$$t = \frac{p}{d} \quad (\text{当 } d \text{ 为奇数时})$$

单元电机极对数: $p_0 = \frac{d}{2}$ (当 d 为偶数时)

$$p_0 = d \quad (\text{当 } d \text{ 为奇数时})$$

单元电机槽数: $Z_0 = 3(bd+c)$ (当 d 为偶数时)

$$Z_0 = 6(bd+c) \quad (\text{当 } d \text{ 为奇数时})$$

3) 编制绕组循环序列。在绘制绕组连接方格图前,为了确定各相的槽号分配,需要利用每极每相槽数 $q=b+\frac{c}{d}$ 来确定绕组循环序列。该序列可利用表格图进行确定。将表格图画成 d 列、 c 行,组成绕组序列表,然后按一定的规定从左边第一列开始,自上而下,填写 $(b+1)$ 的数字为 c 个,在第 2 列填写等于 b 的数字为 $(d-c)$ 个,然后继续填写 $(b+1)$ 的数字为 c 个和 b 的数字为 $(d-c)$ 个,直到 d 列全部填满为止。这时,取上表格图的任一行数字,都是绕组的循环序列。举例说明,如 $q=2\frac{5}{7}$,进行该绕组循环序列的编制。按照 $q=b+\frac{c}{d}=2+\frac{5}{7}$,画出 d 列、 c 行表格图,见图 3.3-42 (a)。然后将 $b+1=2+1=3$ 数字由第一列开始填写 $c=5$ 个,第二列开始填写 $b=2$ 数字 $d-c=7-5=2$ 个,然后继续填写 $b+1=2+1=3$ 数字 $c=5$ 个和 $b=2$ 数字 $d-c=7-5=2$ 个,一直将 $d=7$ 列全部填满为止。这时表格图中 5 行绕组循环序列都可以成为 $q=2\frac{5}{7}$ 分数绕组的循环序列,在使用时可任选一种。

4) 在完成单元电机和绕组循环序列编制后,按照其数据进行方格图的绘制,然后根据画制的方格图进行分数槽绕组的连接。

为了便于叙述分数槽绕组接线方格图的绘制方法，现举例说明。

[例] 已知一电机， $Z=276$ 、 $2p=40$ 、 $q=2\frac{3}{10}$ 、 $a=1$ 。

第一步：计算节距

$$y = \frac{6(bd+c) \pm e}{d} = \frac{6(2 \times 10 + 3) + 2}{10} = 14$$

$$y_1 = 8 \text{ (选择 } \beta \text{ 时确定)}$$

$$y_2 = 14 - 8 = 6$$

则绕组节距 $y' = 1 - 9 - 15$

第二步：确定单元电机数据。

单元电机数

$$t = \frac{2p}{d} = \frac{40}{10} = 4 \quad (d=10, \text{ 偶数})$$

单元电机槽数

$$Z_0 = 3(bd+c) = 3(2 \times 10 + 3) = 69 \quad (d=10, \text{ 偶数})$$

单元电机极对数

$$p_0 = \frac{d}{2} = \frac{10}{2} = 5 \quad (d=10, \text{ 偶数})$$

第三步：编制绕组循环序列。填写绕组序列表格图，如图 3.3-42 (b) 所示

d 列						
3	2	3	3	2	3	3
3	2	3	3	3	2	3
3	3	2	3	3	2	3
3	3	2	3	3	3	2
3	3	3	2	3	3	2

(a)

3	2	2	2	3	2	2	3	2	2
3	2	2	3	2	2	2	3	2	2
3	2	2	3	2	2	3	2	2	2

(b)

图 3.3-42 绕组序列表格填写

(a) 绕组序列表格图；(b) 绕组循环序列编制

选择绕组循环序列：3、2、2、2、3、2、2、3、2、2。

第四步：画方格图及接线（图 3.3-43）。

①按 y 节距决定方格图纵行格数为 14 格。

②按极对数 p 决定方格图横行格数为 20 行。

③方格画制后，按槽数 Z 在每一方格内填上相应槽号。每方格的相应槽号代表上层绕组边及与它相连的下层绕组边。

④按照绕组循环序列 3、2、2、2、3、2、2、3、2、2，将方格图的槽号从左到右、由上向下把方格图分为六个区域，即六个相带，编上相应的相序，相序的排列为 U1、W2、V1、U2、W1、V2，并形成相带分界线。把各相带分界线连接起来，则方格图形成许多阶梯，由于本例题中 e 值为正值，故相带分界线形成的阶梯从右向左移动，见图 3.3-43。阶梯的数量由下式确定

$$K = \frac{p}{d}e \quad (e \neq 0)$$

本例题中， $K = \frac{p}{d}e = \frac{20}{10} \times 2 = 4$ ，有 4 个阶梯。

⑤进行绕组连接。以 V1—V2 相绕组连接为例。

绕组连接的原则是：同相同极性下的绕组，电势方向一致，可以直接连接；同相不同极性下的绕组，电势相反，可用

绕组循环序列 3222322322

$n_N \rightarrow$

U1			W2		V1		U2		W1		V2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15					20								28
29					33							41	42
43							49						56
57			60					65					70
71													84
85													98
99											110		112
113					118								126
127													140
141													154
155													168
169													182
183													196
197													210
211													224
225													238
239	240							247					252
253													266
267													4
5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

图 3.3-43 60° 相带分数槽双层绕组方格图

$$Z=276; 2p=40; a=1; q=2\frac{3}{10}$$

极间连接线连接，但必须采用同层绕组边（上层与上层或下层与下层）相互连接。在方格图内，任一纵行的相邻绕组（相距 y 个槽距）可用普通直并头套连接，相邻两纵行的两个斜对着的绕组（相距 $y \pm 1$ 个槽距）通常采用斜并头套连接。

完成连接后，可根据电机引出线的位置任意打开闭合回路作为端点引出。在可能的情况下，可以打开极间连接线作为端点引出，这样可以省去一根极间连接线。

对 U1—U2 和 W1—W2 相绕组，可用类似方法连接。

(2) 大小相带分数槽双层波绕组连接。如果发电机定子圆周内（或单元电机）包含三个槽数相同的大相带和三个相同的小相带，大、小交叉排列，按照 $+U_{\text{大}}$ 、 $-W_{\text{小}}$ 、 $+V_{\text{大}}$ 、 $-U_{\text{小}}$ 、 $+W_{\text{大}}$ 、 $-V_{\text{小}}$ 分配给三相，则构成了一个空间分布大小相带绕组。对于水轮发电机的某些分数槽，若仍按 60° 相带方法进行连接，将使每根极间连接线很长，数量及规格增多，从而有可能使连接线的总长度约等于定子铁心外径周长的 3 倍或更多，甚至可能使不同相的极间连接线交叉及斜并头套增多，导致电机用铜量和绝缘材料的增加，给结构布置以及制造都带来困难。在此种情况下，可对绕组的连接进行改接。改接后，有可能使某一相绕组在等值正极下的导体数增加，而在等值负极下的导体数减少，就此形成了上面所述的大小相带连接。

目前较常用的绕组改连接方法有两种：

1) 交换等值相带两边导体（借槽法）。这种方法是将某一相等值正极下靠近相带分界线的几个导体划归到相邻的另一相，同时将相同相等值负极下的相邻相的相应数量导体归还进来，使相带在方格图个别地方的宽度改变，从而得到一个较佳的连接，使极间连接线数量减少，连接线长度缩短。但应该注意，绕组改接后，极相组的循环序列、分布系数以及谐波分量都会有变化。

[例] 已知一电机 $Z=102$ ， $2p=14$ ， $a=1$ ， $q=2\frac{3}{7}$ ，

按 60° 相带连接。

$$\text{单元电机数 } t = \frac{p}{d} = \frac{7}{7} = 1 \quad (d=7 \text{ 奇数})$$

合成节距

$$y = \frac{6(2 \times 7 + 3) + 3}{7} = 15$$

60° 相带绕组循环序列

3、2、2、3、2、3、2

绕组分布系数

$$k_{d1} = \frac{\sin 30^\circ}{17 \cdot \sin \frac{30^\circ}{17}} = 0.955$$

60° 相带绕组连接方格图，见图 3.3-44。

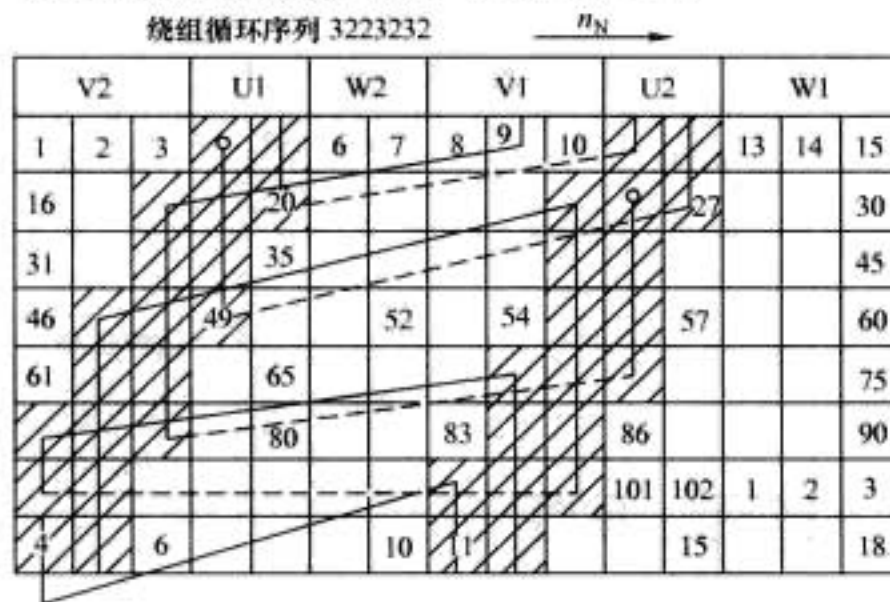


图 3.3-44 60° 相带绕组连接方格图

$$Z=102; 2p=14; a=1; q=2\frac{3}{7}; y=15$$

如果按照 60° 相带常规方法连接，则 U1—U2 相内，其不同相带的极间连接线跨 22 槽距（如 49 槽与 27 槽连接），而且连接线的规格增多，加大制造难度。现将 60° 相带常规连接方法经借槽后改接，即将 U1 相带内的第 20、49 槽划归 W2 相带，而把 V1 带的第 54、83 槽划归 U2 相带，这样可使相带 U1 的阶梯适应于相带 U2 的阶梯，不同极性的槽能够用较短的直连线连接，见图 3.3-45。如 34 槽和 27 槽连接，其极间连接线仅为 7 个槽距，小于 $y/2$ ，借槽后绕组的循环序列变为：3、2、2、3、2、2、3、2、3、2、3、2、3、2、2，分布系数有所减小，为 0.953 2。借槽后单元电机基波电势矢量星形图，见图 3.3-46。

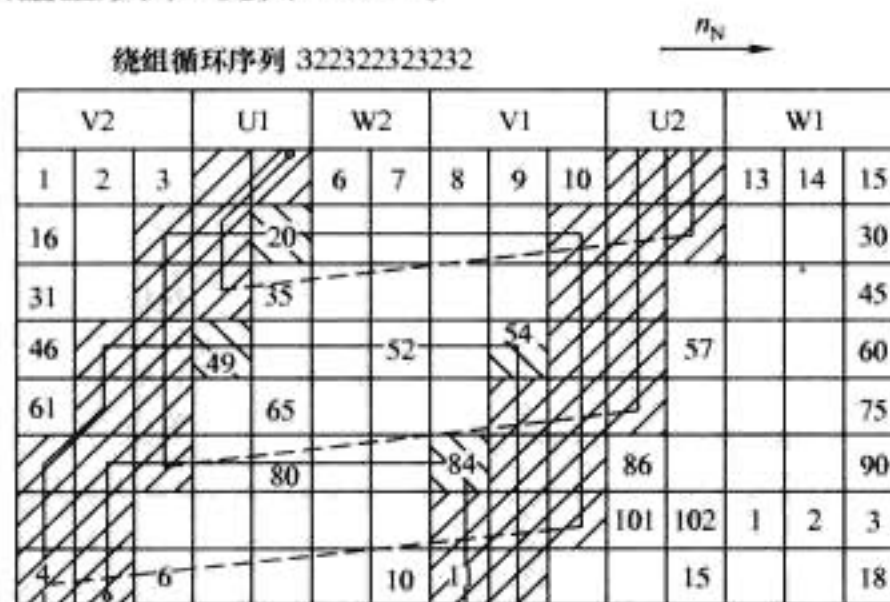


图 3.3-45 借槽后大小相带方格图

$$Z=102; 2p=14; a=1; q=2\frac{3}{7}; y=15; N_1=15; N_2=19$$

2) 变换同槽上、下层导体。这种方法是在 60° 相带（标准）连接的基础上，将某一相的导体由上层换到同一槽的下层（或反之）。这种变换对整体绕组的电磁性能无任何影响，因为变换导体后每槽上、下层导体的电势保持不变。但是，

绕组的节距（同槽上、下层导体变换后形成的节距称为结构节距）和绕组的循环序列却有了变化，从而使相带相应改变，形成大小相带。如图 3.3-47 所示，把第 5 槽和第 6 槽的下层导体分别换到同槽的上层，而把第 11 槽和 12 槽的上层导体分别换到同槽的下层。这样，各槽上、下导体总电势不变，但绕组的循环序列及绕组节距发生变化。

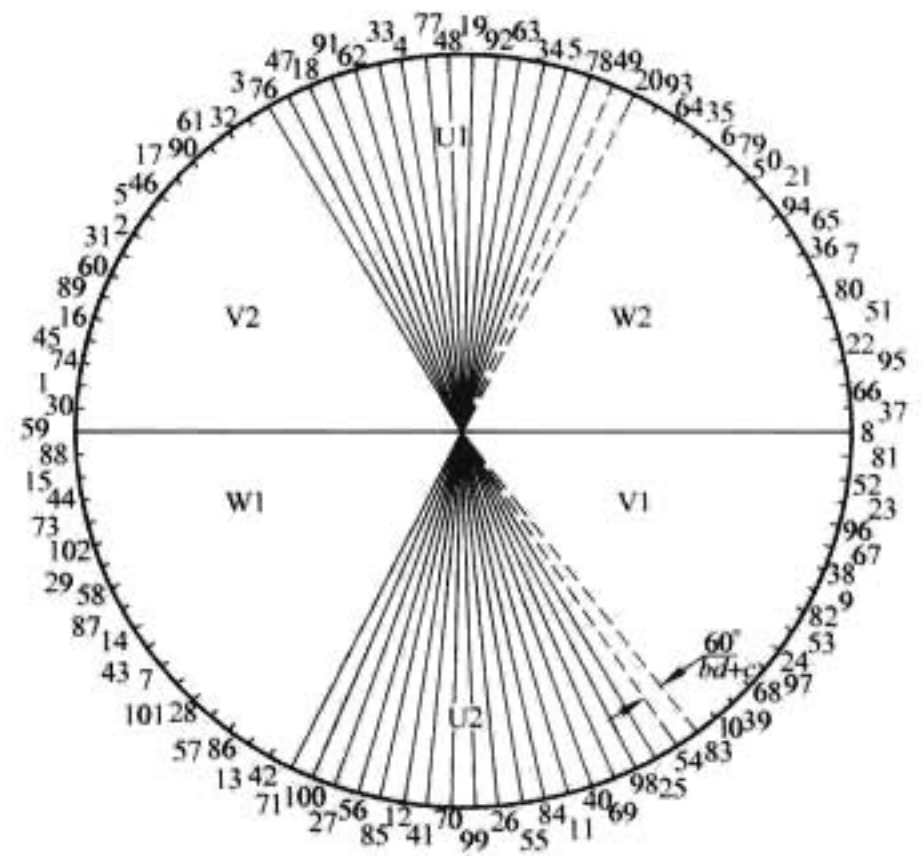


图 3.3-46 借槽后基波电势矢量星形图

$$Z=102; 2p=14; a=1; q=2\frac{3}{7}; y=15$$

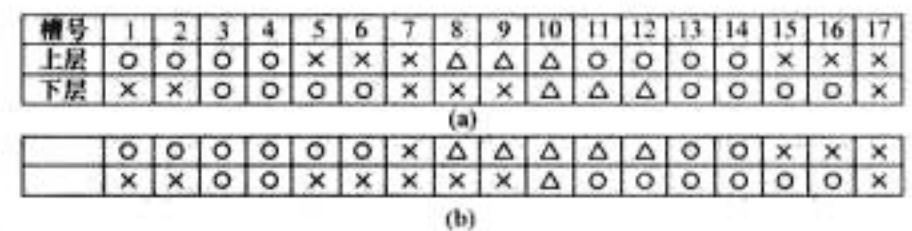


图 3.3-47 变换同槽上、下层导体连接示意图

(a) 60° 相带（标准） $y'=1-13-21$ （绕组节距）；

(b) 变换同槽上、下层导体后 $y'=1-11-21$ （结构节距）

这种改接方法有可能使绕组的节距变成前后相等（即第一节距和第二节距相等），这对绕组前后端受力均衡、简化绕组制造工艺、提高下线效率等都是有利的，还有可能将某一次谐波分量降低到足够小的程度。

[例] 已知一电机 $Z=162, 2p=16, a=2, q=3\frac{3}{8},$

$y=20, y'=1-13-21$ ，绕组循环序列为 4、3、3、4、3、4、3、3。

图 3.3-48 是 60° 相带（标准）绕组连接方格图。图 3.3-49 是变换上、下层导体连接示意图。上、下层导体变换后，绕组的结构节距变为： $y'=1-11-21$ ，绕组的循环序列变为：6、1、5、2、5、2、5、1。图 3.3-50 是根据图 3.3-49 绘制的变换上、下层导体后绕组连接方格图。

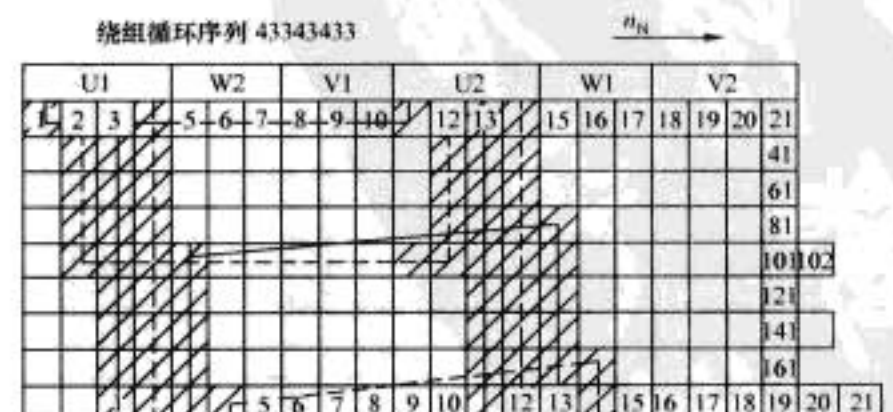


图 3.3-48 60° 相带（标准）绕组连接方格图

$$Z=162; a=2; 2p=16; q=3\frac{3}{8};$$

$y'=1-13-21$ （仅画 U 相）

	U1				W2				V1				U2				W1				V2				U1				W2				V1				U2				W1				V2			
槽号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41							
上层	○	○	○	○	×	×	×	△	△	△	○	○	○	○	×	×	×	△	△	△	△	○	○	○	×	×	×	△	△	△	△	○	○	○	×	×	×	△	△	△	△	△	△	△	△			
下层	△	△	○	○	○	○	×	×	×	△	△	△	○	○	○	○	×	×	×	△	△	△	○	○	○	○	×	×	×	△	△	△	△	○	○	○	×	×	×	△	△	△	△	△	△	△		

(a)

槽号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41					
上层	○	○	○	○	○	○	×	△	△	△	△	△	○	○	×	×	×	×	×	△	△	○	○	○	○	○	×	△	△	△	△	△	△	○	×	×	×	×	×	×	△	△	△	△	△	△
下层	△	△	○	○	×	×	×	×	×	△	○	○	○	○	○	○	×	△	△	△	△	△	○	○	×	×	×	×	×	△	△	○	○	○	○	○	×	△	△	△	△	△	△	△	△	△

(b)

图 3.3-49 变换上、下层导体连接示意图

(a) 60°相带（标准）上、下层导体的排列 $y'=1-13-21$ ，循环序列：4、3、3、4、3、4、3、3；
(b) 变位同层上、下层导体后导体的排列 $y'=1-11-21$ （结构节距），循环序列：6、1、5、2、5、2、5、1

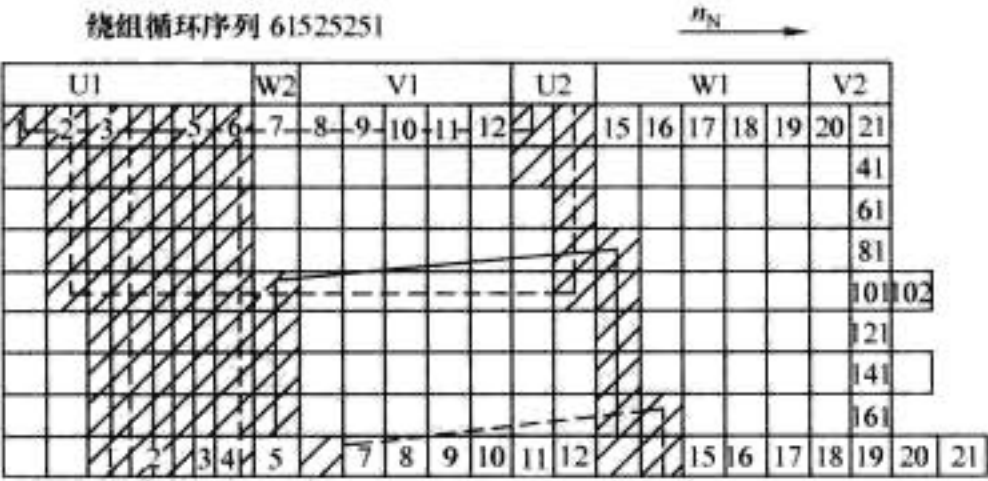


图 3.3-50 变换上、下层导体后绕组连接方格图

$Z=162; a=2; 2p=16; q=3\frac{3}{8};$
 $y'=1-11-21; N_1=21; N_2=6$ （仅画 U 相）

大、小相带分数槽双层波绕组的连接，在一些电机制造厂已被广泛的采用。至于采用交换等值相带两边导体（借槽法）还是采用变换同槽上、下层导体的方法，则要视发电机的槽数、极数、支路数以及每极每相槽数来决定。

2.4.2 绕组连接与绝缘

2.4.2.1 绕组连接

上节已作了绕组各种接线的论述，但主要是通过绕组接头进行的。绕组接头主要有：同槽上、下层线棒端头间连接用直并头套；相邻上、下层线棒端头间连接用斜并头套。

(1) 直并头套。水轮发电机条式绕组上、下层线棒端头连接采用直并头套，是水轮发电机定子绕组连接中最常用的一种。直并头套典型连接结构型式和应用，见表 3.3-16，除表 3.3-16 之外，还有其他方式可根据具体情况采用。

直并头套的尺寸是根据线棒通过的电流大小、电流密度和接触电密来确定的。目前，大部分发电机都采用盒型并头套（图 3.3-51）。并头套的材料为 T₂ 紫铜板，厚度为 3~4mm，按电流密度和接触电密进行选择。通常，并头套通过电流密度控制在 3~4A/mm²，接触电密为 0.25~0.45A/mm²。

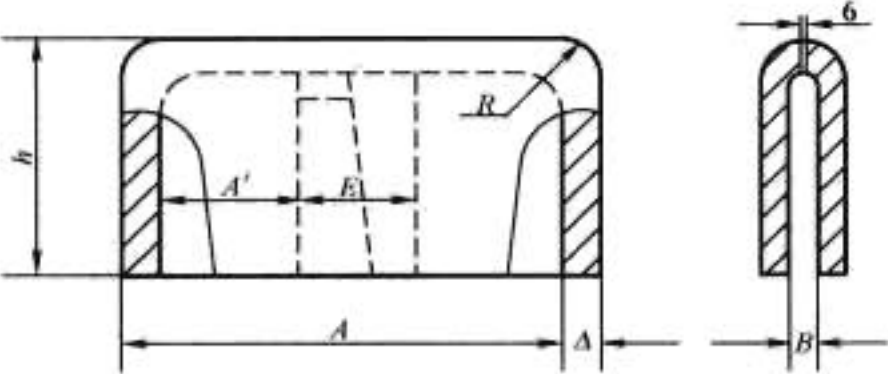


图 3.3-51 盒型并头套

在工地用的并头套，为了搪锡方便，在其底部开有 6mm 宽的长孔。

表 3.3-16 直并头套典型连接结构型式和应用

结构型式	连接（焊接）方式	应用说明
	采用打紧楔块连接后，用锡焊	结构简单，装配方便。锡焊接触面积达 60%~70%，适用于中、小型发电机
	楔块连接锡焊	用专用夹具打紧楔块。盒型并头套制作工艺复杂，锡焊接触面积达 80%~90%。适用于中、小型发电机
	铜焊接	股线分一束或二束，对接于并头套内。按电流及接触面决定分束。要求下线时上、下端头对齐，不错位，具有良好的组合间隙，一般为 0.2~0.3mm。适用于大、中型发电机
	铜焊接	铜板直接与线棒上、下层端头连接，结构简单。适用于大、中型发电机
	高频焊	将银焊片置于股线之间，用夹具固定位置，采用高频设备加热焊接。股线接头之间插入云母片绝缘（云母片应比股线宽度大 2mm）。一般适用于叠绕组连接

(2) 楔块。定子线棒用盒型并头套连接后，应打入楔块(图 3.3-52)，使线棒股线与盒型并头套接触良好。楔块厚度根据盒型并头套的大小选择，材料采用 T₂ 紫铜板。楔块在打入盒型并头套之前，应作搪锡处理。

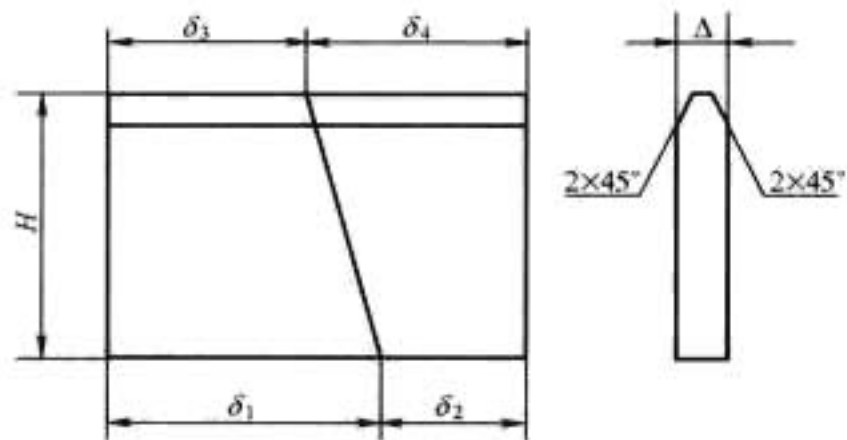


图 3.3-52 楔块

(3) 斜并头套。相邻两槽上、下层线棒端头连接采用斜并头套。斜并头套一般采用 5mm 厚钢板弯制而成，结构见图 3.3-53 和图 3.3-54。

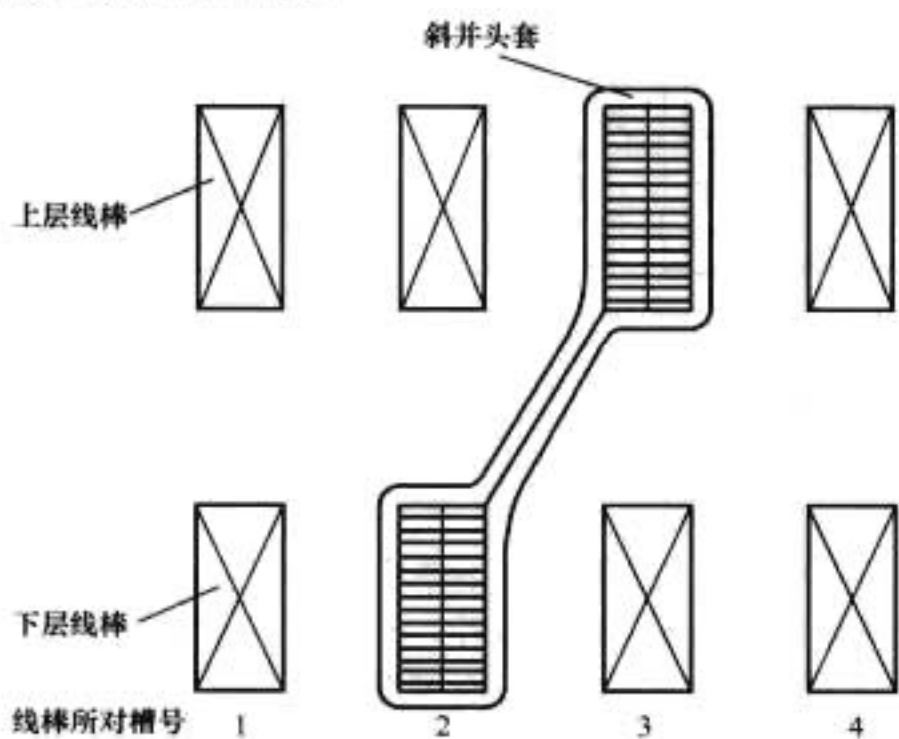


图 3.3-53 线棒端头斜并头套连接

2.4.2.2 极间连接

连接同一相不同极性下的同层(上层与上层或下层与下层)线棒端头用极间连接线。中、小容量叠绕组发电机一般采用电缆线作为极间连接。波绕组极间连接线一般采用铜板、铜带或铜母线制成，其连接见图 3.3-55。

极间连接线铜线的截面。一般按每支路电流大小、控制流过极间连接线的电流密度(2.5~3A/mm²)来确定。并头

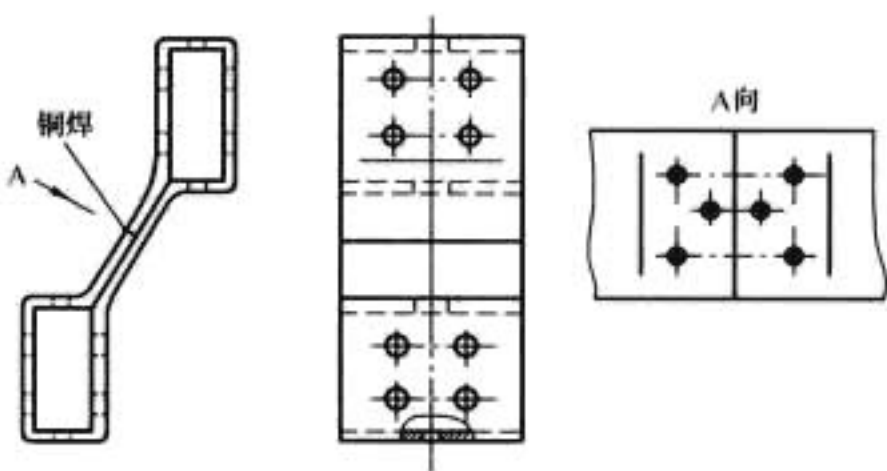


图 3.3-54 斜并头套

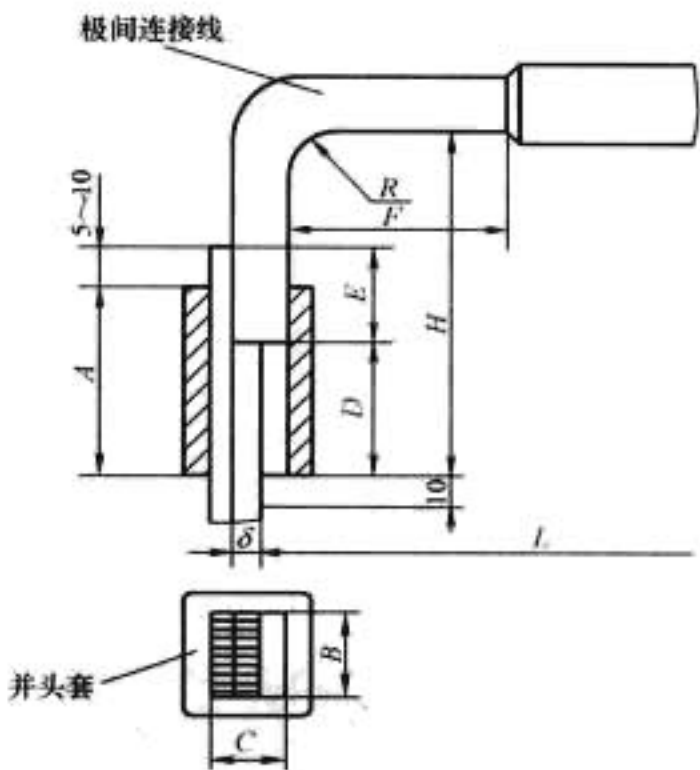


图 3.3-55 绕组极间连接

套材料为 T₂ 铜板，厚度为 3mm，内孔公差控制在 B+0.5、C+0.5 范围内。

2.4.2.3 绕组连接绝缘

绕组连接绝缘主要有接头绝缘和极间连接线绝缘。

(1) 绕组接头绝缘。绕组接头绝缘，目前都采用绝缘盒结构，绝缘盒根据绕组接头的连接方式而定。绝缘盒分为直形绝缘盒和斜形绝缘盒两种，采用酚醛玻璃纤维压塑料(4330-2)压制而成。绝缘盒的结构尺寸，主要根据绕组接头部分尺寸来设计。绝缘盒厚度，根据电压的大小和各制造厂的绝缘规范选取，也可参考表 3.3-17 选择。

(2) 极间连接线绝缘。极间连接线绝缘按照电压的大小和各制造厂的绝缘规范选取，也可参考表 3.3-18 选择。

表 3.3-17 绝缘盒尺寸

绝缘盒结构及尺寸	名 称	额定电压 (kV)					
		6.3	10.5	13.8	15.75	18	20
	搭接距离 A (mm)	≥30	≥35	≥35	≥40	≥50	≥50
	绝缘盒角部厚度 B (mm)	3.2	4	4.5	5	5.5	6
	绝缘盒底部厚度 C (mm)	3.2	4	4.5	5	5.5	6
	绝缘盒上部厚度 D (mm)	2.5	3	3.5	4	5.5	6
	绝缘盒上部与线棒距离 E (mm)	3.0	3	3	3	3.5	3.5
	绝缘盒底部与并头套距离 F (mm)	1.0	1.5~2	1.5~2	1.5~2	5	5

表 3.3-18 极间连接绝缘

序号	绝缘名称	材料和型号	规格和层数		额 定 电 压 (kV)					
					6.3	10.5	13.8	15.75	18	20
1	对地绝缘	环氧桐马玻璃粉云母带 5440-1	0.14mm× 25mm	最少层数	9	10	13	15	16	18
				厚度 ^① (mm)	4.5	5.4	7.0	8.0	8.5	9.2
2	保护层	环氧酯红瓷漆 162	厚度 ^① (mm)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

① 参考厚度 (F 级绝)。

2.4.3 绕组固定

发电机绕组在运行时, 将受到电动力和来自各种因素引起的振动。特别是在发生故障时, 如发电机突然短路工况, 将使发电机绕组受到很大的力而产生位移和变形, 造成线棒绝缘损伤和匝间短路。因此, 能否确保发电机的安全运行, 发电机绕组的固定是至关重要的。绕组固定主要包括两个部分: 线棒槽内固定和线棒端部固定。

2.4.3.1 线棒槽内固定

线棒在槽内须考虑切向和径向两个方向的位移。线棒在槽内的切向固定, 主要是结合线棒槽部的防晕处理进行的, 下线时将导电泥子和导电槽衬包绕在线棒表面, 以消除线棒表面与铁心槽壁间的间隙, 既改善了槽内电位, 又达到了切向固定的目的。有些制造厂, 切向也采用波纹板来固定 (图 3.3-56)。

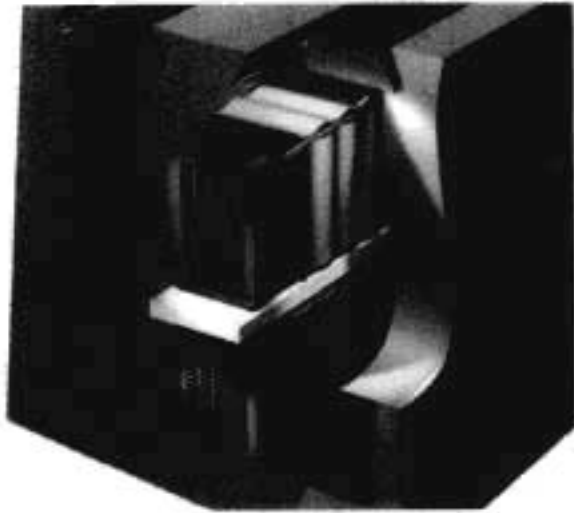


图 3.3-56 线棒槽内固定

线棒在槽内的径向固定, 是采用槽楔和楔下波纹板的固定结构, 见图 3.3-56。该种结构依靠弹性波纹板强有力的弹性, 使定子线棒在冷热状态下均有一定压力, 既能补偿线棒绝缘的老化收缩, 又使线棒、槽楔能长期牢固、不松动。中、小型水轮发电机, 如果不采用弹性波纹板时, 可采用全槽斜面对头楔 (斜槽楔)。此种结构在打槽楔前, 应先试测楔下垫条厚度, 以保证斜楔打紧, 同时在打下面槽楔时, 也不致使铁心冲片受损。

(1) 定子槽楔。线棒在槽内固定时, 主要靠打紧槽楔将其固定。定子槽楔分: 平槽楔, 见图 3.3-57 (a); 斜槽

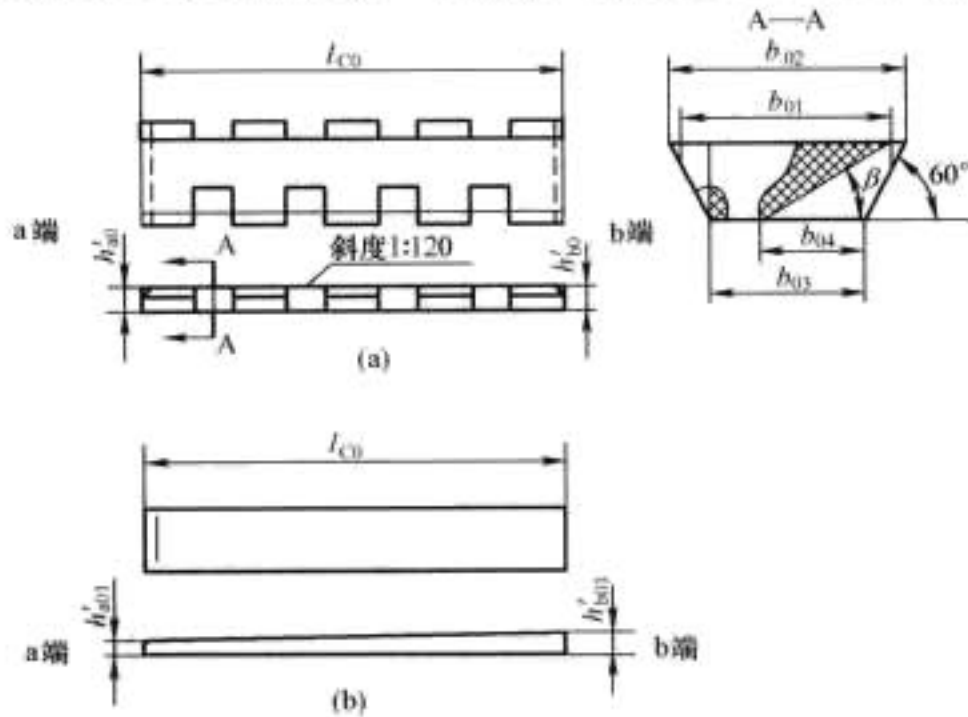


图 3.3-57 槽楔

楔, 见图 3.3-57 (b)。槽楔尺寸依据最终铁心装压后的槽型而定。通常先试制几根打入槽内, 经校验尺寸合适后, 再按正确尺寸成批生产。斜槽楔由上楔和下楔组成, 配合面斜度为 1:120, 通常用酚醛玻璃纤维压塑料 (4330-1) 压制而成。为满足打槽楔的需要, 槽楔必须沿铁心长度分段设计, 见图 3.3-58。每段长度控制在 250~300mm, 不宜过长, 以免打槽楔时折断。但也不宜过短, 以免造成数量多, 不经济。

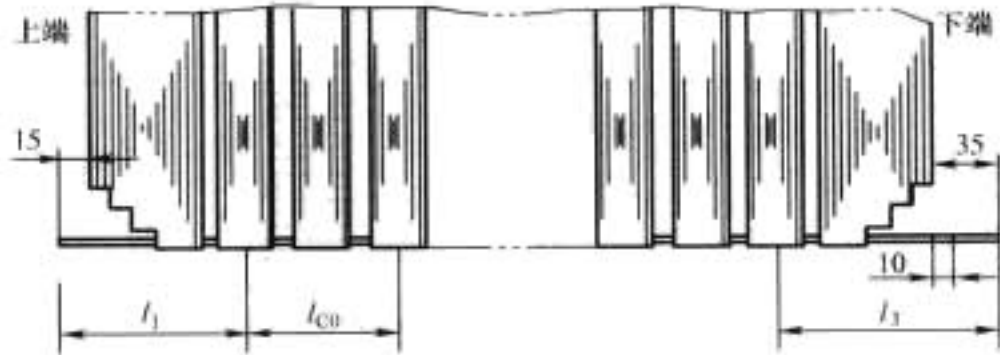


图 3.3-58 槽楔分段

槽楔一般分成上端槽楔、中部槽楔和下端槽楔三种类型。上端槽楔, 一般伸出上端铁心 15mm 左右为宜; 中部槽楔按 250~300mm 长进行设计、分段; 下端槽楔一般比下端铁心伸出 35mm 左右, 并开有绑线槽, 槽宽度 10mm。槽楔位于铁心通风沟处, 应开有倒角, 一般在 28°~30°之间, 开口的宽度视铁心通风沟的高度而定。如通风沟高度为 10mm, 则槽楔上的开口宽度为 16~22mm。为防止槽楔跳动时堵塞通风孔, 在槽楔上开的孔要比铁心通风沟孔每边大 3~5mm。

(2) 弹性波纹板。弹性波纹板是采用玻璃纤维和合成树脂压制而成的一种加强型的玻璃纤维制品。它富有很强的弹性, 可以防止发电机在长期运行中槽楔的松动。

2.4.3.2 线棒端部固定

线棒的端部固定, 主要由端箍、槽口垫块、线棒斜边垫块以及端部绑扎等部分组成, 见图 3.3-59。

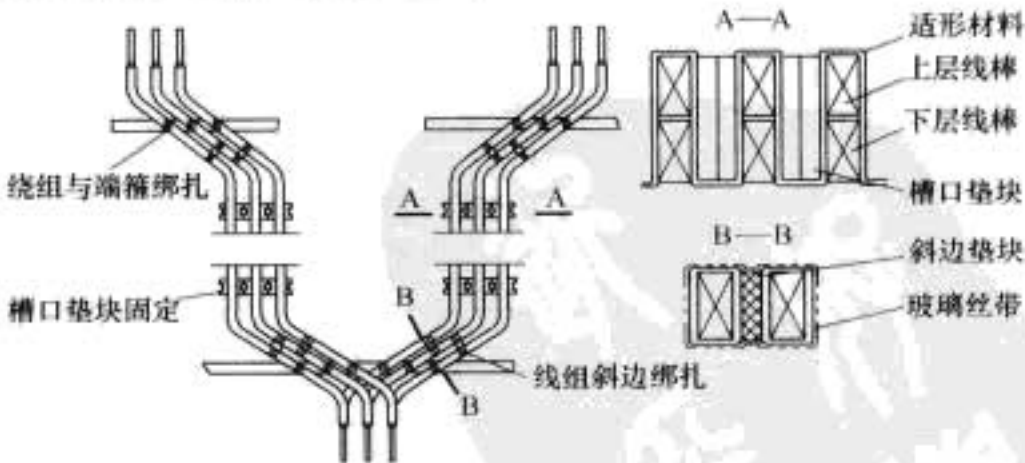


图 3.3-59 条式线棒端部绑扎示意图

(1) 端箍。当发电机出线端出现短路时, 在线棒端部将产生强大的电动力。特别对大容量发电机, 由于定子电负荷高, 线棒端部电动力增大。端箍将承受来自线棒端部的径向力, 以防止因该力所引起线棒端部的变形与破坏。

1) 金属材料端箍用金属型钢制成端箍环, 在端箍环外包扎绝缘, 形成一个完整的端箍, 称为金属材料端箍。此种

类型的端箍截面可分为圆形与方形两种。圆形端箍焊接方便,但存在包扎绝缘较难、容易起皱纹、装配时在线棒斜边处不易加垫的缺点,装配时与线棒接触有时欠佳,见图 3.3-60。方形端箍焊接成形不方便,但包扎绝缘及装配加垫方便,与线棒接触良好,见图 3.3-61。

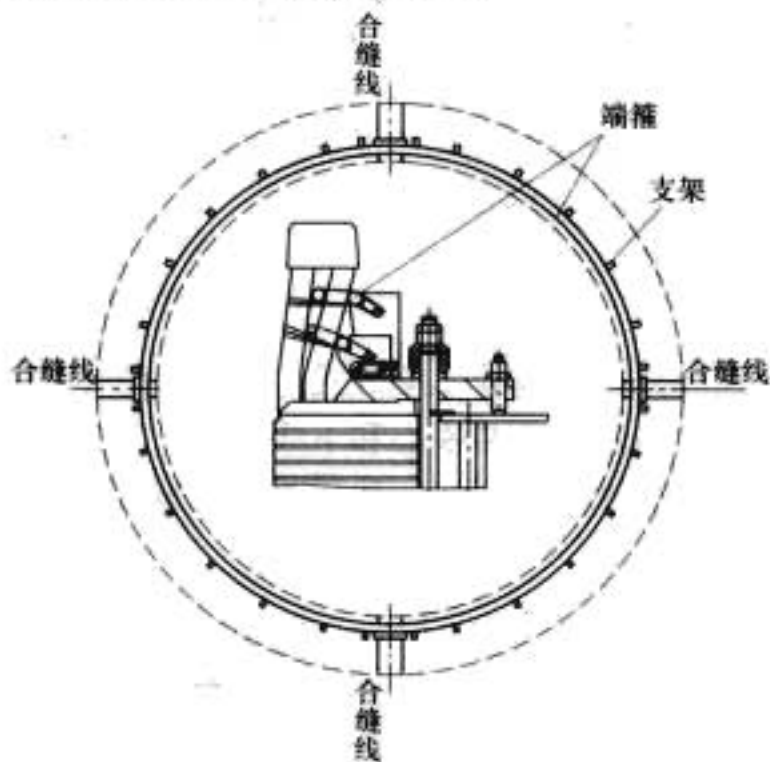


图 3.3-60 圆形端箍

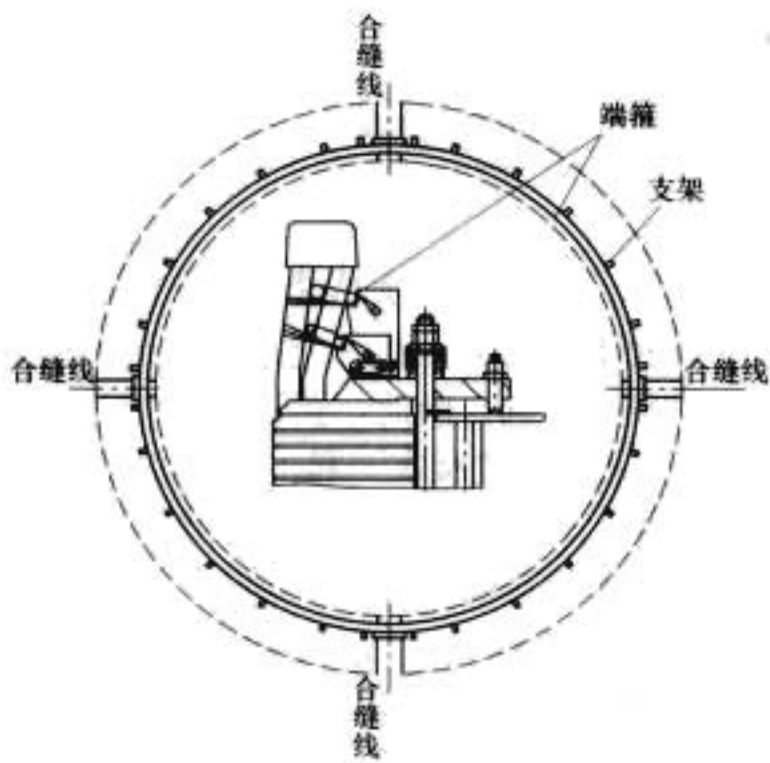


图 3.3-61 方形端箍

金属材料型端箍使用的材料,是根据发电机电负荷 A 值的大小而选用。当 $A < 600 \text{ A/cm}$ 时,可采用一般圆钢或方钢;当 $A > 600 \text{ A/cm}$ 时,建议采用非磁性钢。常用的材料有 40Mn18Cr3,规格 $\phi 25 \text{ mm}$ 、 $\phi 30 \text{ mm}$ 、 $\phi 40 \text{ mm}$ 和方钢 $25 \text{ mm} \times 25 \text{ mm}$; 1Cr18Ni9Ti,规格 $\phi 12 \text{ mm}$ 、 $\phi 16 \text{ mm}$ 、 $\phi 20 \text{ mm}$ 等。中、大型水轮发电机的定子通常分成 2、3、4 或 6 瓣,端箍也相应分成 2、3、4 或 6 段。在工地组装时,合缝处连接可用焊接结构或采用套筒螺栓把合结构。金属材料端箍成形后,应按照国家电压的大小进行绝缘处理,绝缘厚度随电压大小按制造厂的规范选取。绝缘后的端箍环,通过支架支撑于上、下齿压板上。支架结构分铁支架和绝缘板支架两种。目前,大多数发电机都是采用绝缘板支架,因为这种支架便于调整,并能使线棒端部与端箍环的支撑面接触良好,节省包扎绝缘材料和工时。

2) 绝缘材料端箍。此种端箍的端箍环材料为环氧玻璃布板,是采用纤维缠绕固化成形的。国外还有采用玻璃套管注胶固化结构的,已在部分大型水轮发电机上应用。

3) 端箍尺寸和数量。端箍环分布直径通常是通过作图法取得的。首先画出定子线棒上、下端部的细节,然后按照实际情况布置端箍,要求端箍环(绝缘后)与线棒接触良好。此时,在图上即可得到端箍分布直径。如果选用方形端

箍,要求按几何关系计算方形端箍的倾斜角 α 。端箍的数量由线棒端部高度决定。当线棒端部总高在 400mm 以上时,适宜布置 2 个端箍;小于 400mm 时,如果按照端箍应力计算,小于许可应力,可布置一个端箍。

4) 端箍应力计算。通常按照电指 (DZ) 22—63 文件进行,本书不作叙述。

(2) 槽口垫块。为了防止线棒受到电磁振动而磨损绝缘,在线棒出槽口处放置双斜块式槽口垫块,见图 3.3-59 和图 3.3-62。槽口垫块通常用酚醛玻璃纤维压塑料 4330—1 压制而成。在双层绕组中,采用上、下层分开的槽口垫块,即上、下线棒各有一个槽口垫块,绑扎时将下层槽口垫块与下层线棒绑扎,上层槽口垫块与上、下层线棒一起绑扎。

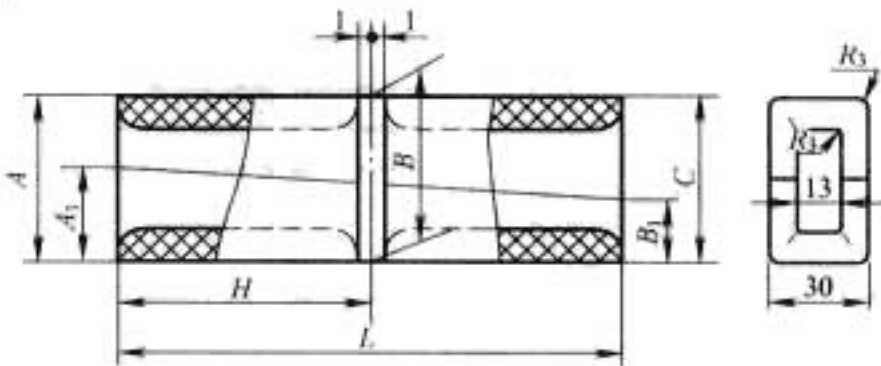


图 3.3-62 槽口垫块

(3) 斜边垫块和端部绑扎。斜边垫块主要用来支撑线棒的斜边。两相邻线棒间的距离通常与发电机的额定电压有关,参照表 3.3-19 选择。斜边垫块通常用环氧玻璃布板加工并浸 1032 漆,目前也有采用酯聚玻璃粘层压板 (J0396),加工后浸 J0938 漆。斜边垫块考虑到线棒制造公差,有 1mm、2mm、8mm、10mm 及 12mm 多种厚度,以便调配使用。斜边垫块宽度一般为 30mm 左右,高度略低于线棒高度 3~5mm。

表 3.3-19 相邻线棒间距离 (δ)

电压等级 (kV)	6.3~10.5	13.8~15.75	18~20
δ (mm)	10	12	14

完成端箍、槽口垫块和斜边垫块装配后,使用特制的玻璃纤维将它们与线棒绑扎在一起,见图 3.3-59,并涂刷高强度的室温固化树脂,使整个定子线棒端部成为一个刚性整体,以防止绕组端部松动,消除线棒端部的机械磨损。

2.4.4 铜环引线

水轮发电机定子电流,通过绕组的出线端经铜环引线和铜排引出发电机机座外壁,再由铜母线引出发电机机坑与系统中的电气设备连接,将电流输入系统。典型的铜环引线结构,见图 3.3-63。

2.4.4.1 铜环布置结构

目前,水轮发电机铜环引线的布置结构主要有三种:

(1) 竖直截面布置,如图 3.3-63 (b) 所示。一些接线简单的水轮发电机,选用这种结构是有很优点的。它可以免去工艺复杂的铜母线弯成麻花形状直接引出机座外。此种结构已在国内数台水轮发电机上采用,效果良好。

(2) 水平截面布置,如图 3.3-63 (a) 所示。此种结构属于传统型结构,即铜环引线在引出机座外前,必须将铜母线变成麻花状,制造工艺复杂。

(3) 组合结构布置。支路数比较多的水轮发电机,如果每一支路的铜环引线直接引出,将会使工艺制造复杂,所以多支路发电机采用在铜环圆周方向,用一根大截面的铜母线

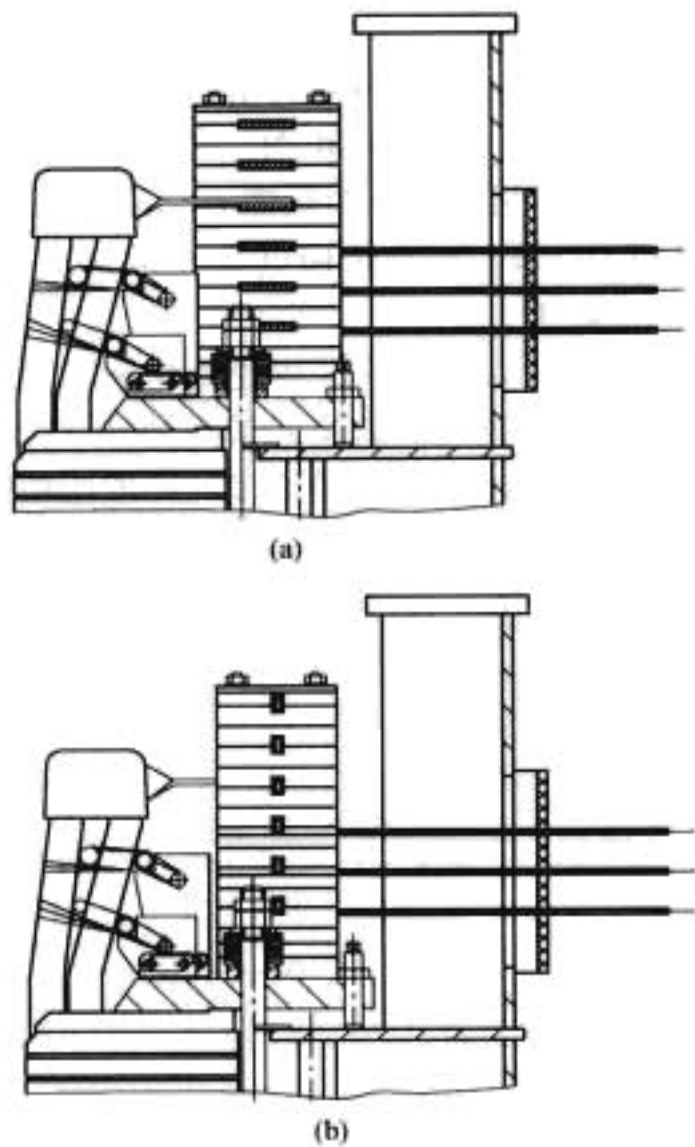


图 3.3-63 典型铜环引线结构
(a) 水平截面布置; (b) 竖直截面布置

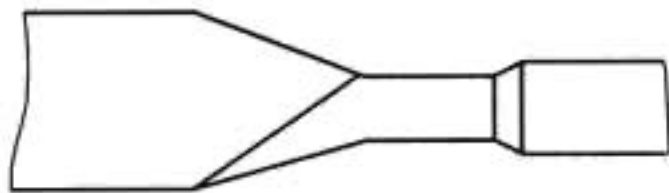


图 3.3-64 铜母线的扭弯

作为主铜环，而各支路用较小的铜母线作为支路小铜环，并将小铜环引至圆周与主铜环相连接，此种结构称为组合结构布置。支路小铜环与主铜环，可以用铆接或焊接方式进行连接。该结构已在葛洲坝 170MW 大机组上成功应用（支路数 $a=5$ ），效果良好。

2.4.4.2 铜环引出

铜环的引出，主要根据主、中性引出线方位来选择合适的引出位置，要求铜环尽可能短，且结构简单。线棒出线的主要方式有以下两种：

(1) 打开极间连接线引出。一般可从与下层极间连线连接的两根线棒端头引出，这样可以缩短引出线棒端头长度。根据结构布置的需要，也可同时从与上、下层极间连接的线棒端头引出。对于多支路绕组，三相各支路极间连接线位置相距较远，因此铜环将跨越几瓣定子。铜环引线将采用水平截面布置，径向为一排，轴向采用多层布置，见图 3.3-68 (a)。在大型多支路发电机内，也有径向布置二排的结构。

(2) 打开并头套或斜并头套的线棒端头引出。采用此种结构引出可以选择三相各支路的出线点离出线端较近的位置，铜环较短且结构简单。有时主、中引线出线位置在同一瓣定子内，铜环不需跨越几瓣定子，铜环引线采用竖直截面布置，径向多排，轴向两层或径向一排，轴向多层布置，见图 3.3-68 (b)，可以简化结构。

2.4.4.3 铜环连接

铜环与引出线棒端头的连接主要根据绕组的型式进行。

(1) 叠绕组。在铜环与引出线端头之间，可以用铜股线（如双玻璃丝包铜线）作为连接线，然后用小并头套及银焊将线棒端头与铜环连接，见图 3.3-65。

(2) 波绕组。采用并头套连接，通常以并头套为样板，在铜环连接端钻孔后铆接，然后用斜楔钉紧，再用锡焊牢，见图 3.3-66。

并头套一般用 3mm 厚的 T₂ 铜板。设计时要求控制并头套电流密度为 3~4A/mm²，并头套接触电密在 0.25~0.45A/mm² 范围内。

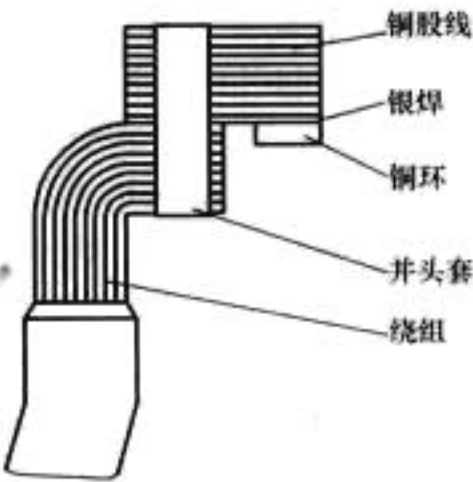


图 3.3-65 叠绕组线棒与铜环连接

(3) 铜环分段合缝处连接方式。目前，除了中、小型水轮发电机在厂内进行叠装铁心和下线之外，大多数发电机都在工地进行叠装铁心和下线，然后再装配铜环引线。在厂内

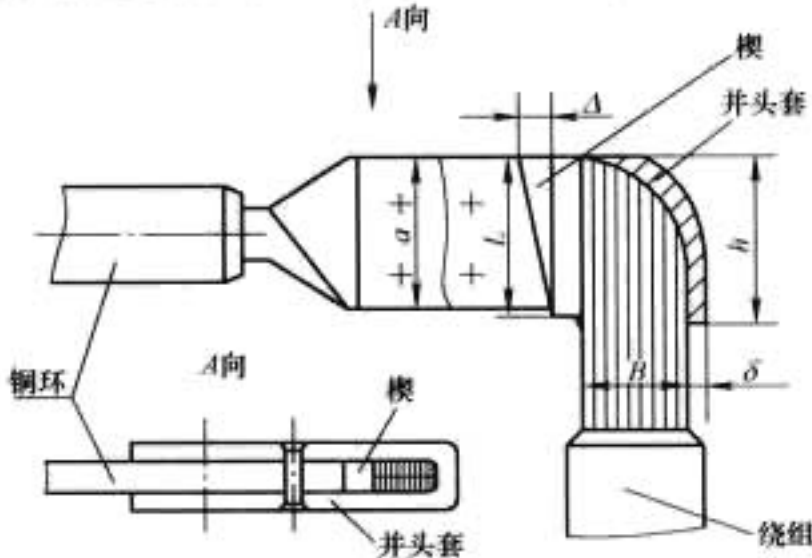


图 3.3-66 波绕组线棒与铜环连接

进行叠装铁心和下线的发电机，超过运输尺寸时要分瓣运输，在工地组装成整圆。因此，铜环引线也必须是分瓣结构，然后在电站把它们连接在一起。同样，在工地叠片下线的发电机，铜环引线也要分瓣或分段，然后再连接在一起。目前铜环的主要连接方式，见表 3.3-20。

表 3.3-20 铜环连接方式

铜环分瓣或分段处连接方式		特点及应用
搭板铆接		两铜环间，采用搭板用铆钉连接，接触面要求加工，用于排间距离大的单根母线连接。铆接后再锡焊，现在很少采用
双股或多股铆接		两铜环先加工，铆接后银焊。用于双股及多股铜母线结构
搭板焊接		银焊连接，接触面不加工，用于排间距离大的单根铜环连接
对接焊接		对接银焊，结构简单，要求有较高的焊接质量，用排间距较小的单股母线的铜环连接。目前应用较多
铜管对接		两铜管（铜环）内塞上接头、银焊。目前，大容量发电机均采用

(4) 铜环与引出铜排连接。铜环与引出铜排连接类似铜环连接,有各种方式。在铜环截面较小的单股母线中,采用接触面加工,再铆接锡焊,见图 3.3-67 (a),此种结构方式目前应用较少。现今采用的是比较简单的对接焊结构方式,见图 3.3-67 (b),这种连接方式要求焊接质量高,但是强度较低,用于单股或双股铜母线的连接。在有的发电机的连接中,采用铜环和铜排加工搭接银焊,见图 3.3-67 (c),此种结构焊接质量好,强度高,可在单股铜环中应用。随着高新技术不断发展,也有铜环不通过铜排直接引出的结构。

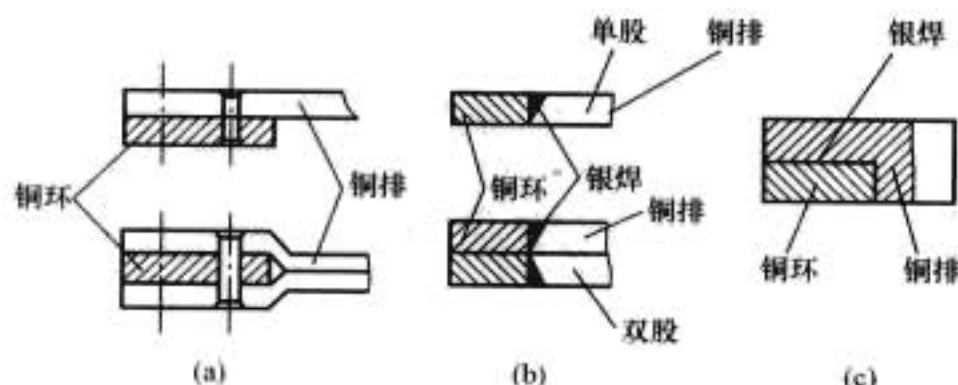


图 3.3-67 铜环与铜排连接方式

2.4.4.4 铜环绝缘

铜环应按电压等级和制造厂的专门工艺进行绝缘处理。铜环接头的连接处,要按电压的大小来包扎绝缘。关于铜环和引出铜排以及连接处的接头的绝缘,可按照制造厂的绝缘规范进行选择。

2.4.4.5 铜环引线设计

主要决定铜环数量和铜环电流密度的选取。

(1) 铜环数量。铜环引线数量主要根据定子相电流来选择。对叠绕组,当支路电流 $I_a = 200 \sim 800\text{A}$ 时,可以两支路或四支路用一个铜环引出。对波绕组,当支路电流 $I_a = 1000 \sim 3000\text{A}$ 时,每支路用一个铜环引出。但铜环数量的最终确定,还需核算铜环的温升和发热。

(2) 铜环电密。铜环选择电流密度时,应考虑铜环的趋表效应与邻近效应。因此,铜环的交流电密 j_A 比直流电密 j_D 要增大 K 倍,即 $K = \frac{j_A}{j_D}$ 。通常, $1 < K < 1.5$ 。在这种情况下,设计铜环交流电密时,应在 $2.5 \sim 3\text{A}/\text{mm}^2$ 范围内选取。如果铜环电流较小,通风条件比较好的情况下,可取上限,反之取下限。在交流电密选定的情况下,铜环截面也就确定了。

(3) 铜环发热计算。确定了铜环截面尺寸后,可按有关的计算公式进行铜环发热计算,本书不作叙述。

2.4.5 基础部件

立式水轮发电机的定子,主要通过定子基础部件固定在发电机的基础混凝土基础上。定子基础部件包括基础板、楔形板、螺栓、销钉及基础螺栓和套管等,见图 3.3-68。

(1) 定子基础轴向负荷。定子基础轴向负荷是作用在定子基础板上的全部质量,主要包括:定子装配质量、上机架装配质量、推力轴承部分质量(对悬式发电机)、上盖板和上挡风板质量、空气冷却器装配质量和其他部分质量(对悬式发电机应加上水推力负荷)。

(2) 定子基础部件。主要包括基础板、楔形板、基础螺栓和套管部分:

1) 基础板。基础板采用焊接结构,由 $30 \sim 60\text{mm}$ 厚 Q235 钢板组焊而成,在小型发电机中基础板也有铸造结构。基础板与定子机座下环接触面,要求加工。基础板与

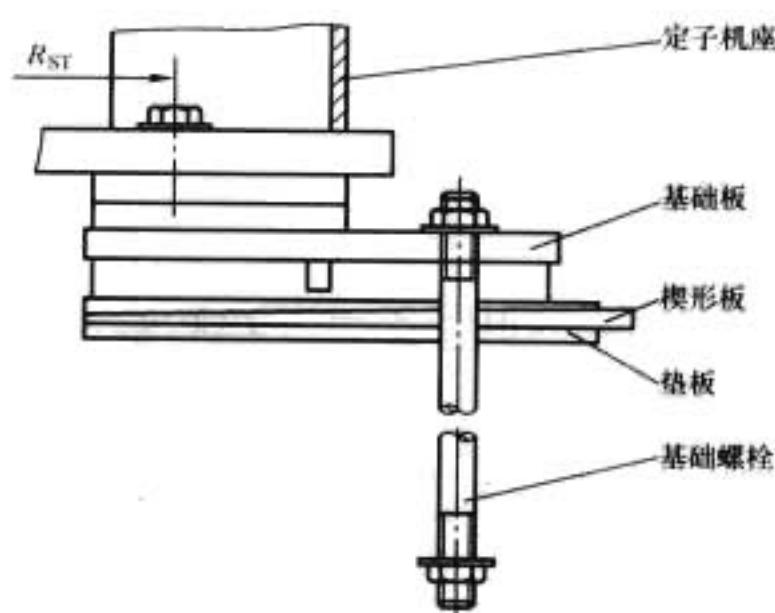


图 3.3-68 定子基础部件

定子机座采用螺栓把合结构,依靠销钉传递扭矩。考虑大型水轮发电机定子机座的热膨胀,一般采用径向销钉传递扭矩。

2) 楔形板。楔形板的主要功能是调整定子水平和高程,通常用 Q235 钢板加工而成。上、下一对楔形板,配合面为 $1:50$ 的斜面。设计要求下楔板要比上楔板长出 $100 \sim 120\text{mm}$ 。

3) 基础螺栓和套管。基础螺栓是基础板与基础连接的主要部件。基础螺栓与普通双头螺栓相同,其设计长度要求考虑其稳定性,要求有一定的长度。

为了安装和调整方便,通常在基础螺栓外装有套管。套管采用一般钢管。

(3) 定子基础部件的强度校核。定子基础部件螺栓、销钉和基础螺栓等应按有关计算公式进行应力和强度的校核。

3 转子

水轮发电机转子是由转轴、转子支架、磁轭和磁极等部件组成,见图 3.3-69。转子的设计制造和安装质量等是影响机组安全稳定运行的重要因素。因此,转子结构设计应满足下列要求:

- (1) 有足够的刚强度,在任何工况下有足够的系数,不得失去稳定并在飞逸转速时不发生有害变形。
- (2) 紧固件连接牢靠,有良好的电磁性能及通风结构。
- (3) 具有水轮机调节,保证计算所要求的转动惯量。

3.1 转轴

转轴承受机组转动部分的质量和推力产生的拉应力、转矩产生的剪应力和单边磁拉力引起的弯曲应力。转轴设计应满足下列要求:

- (1) 具有足够的强度,在额定负荷(最大负荷)和突然短路等工况下,转轴任何一部分不能有残余变形和损坏。
- (2) 具有足够的刚度,其挠度必须在规定的范围内。
- (3) 机组轴系的临界转速不低于飞逸转速的 120% ,以防发生共振。

3.1.1 转轴的结构型式及选择原则

转轴有一根轴和分段轴结构,通常根据发电机的容量和转速选择其结构型式。

3.1.1.1 一根轴结构

高转速、大容量悬式发电机一般选择一根轴结构,其上部装有推力头和上导滑转子。目前广泛使用的一根轴结构有以下几种型式:

- (1) 转轴与转子支架轮毂热套在一起。通过轴与轮毂的配合紧量或紧量与键传递扭矩,见图 3.3-70。

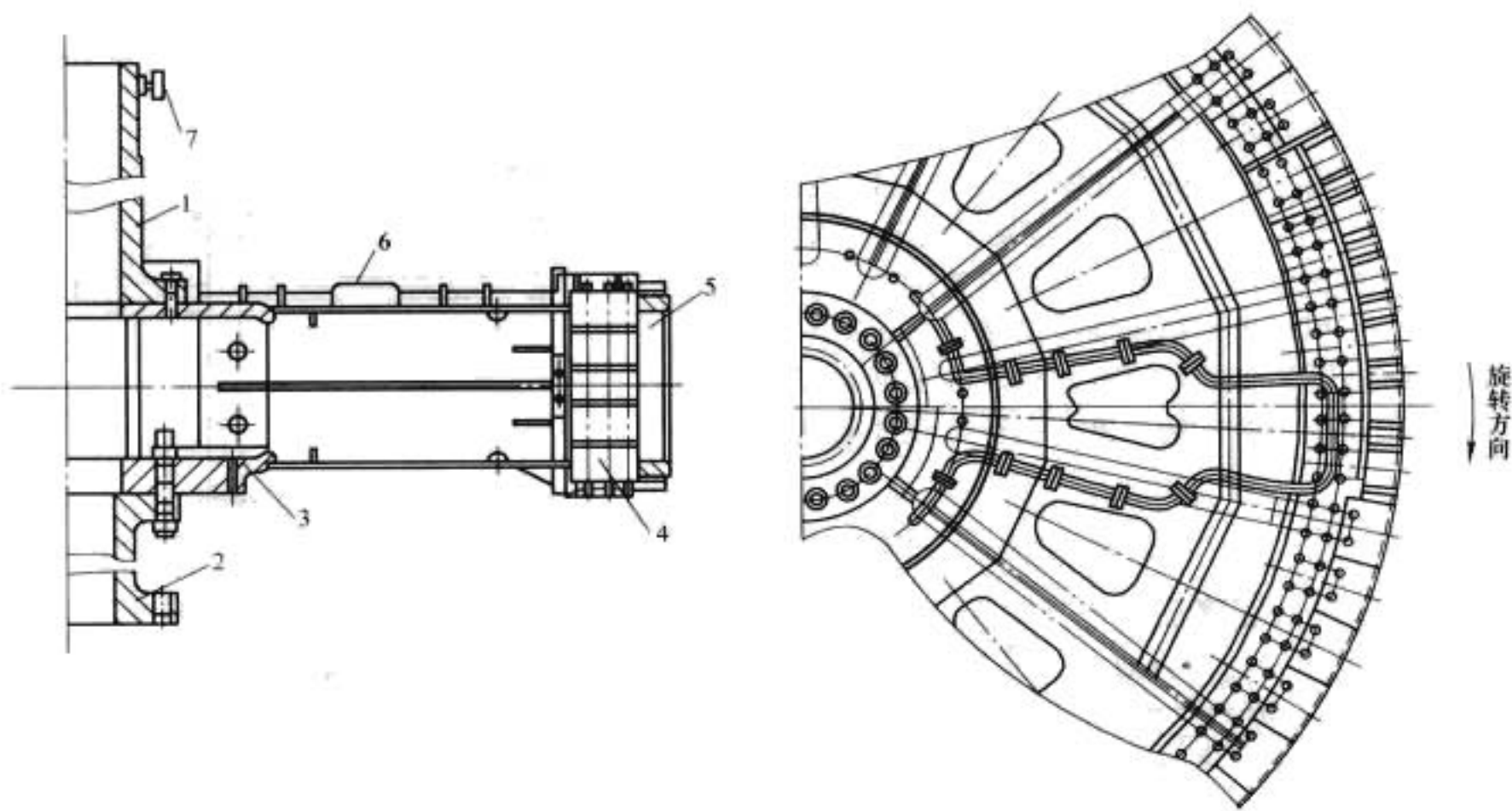


图 3.3-69 转子典型结构
1—上端轴；2—下端轴（主轴）；3—转子支架；4—磁轭；
5—磁极；6—转子引线；7—集电环

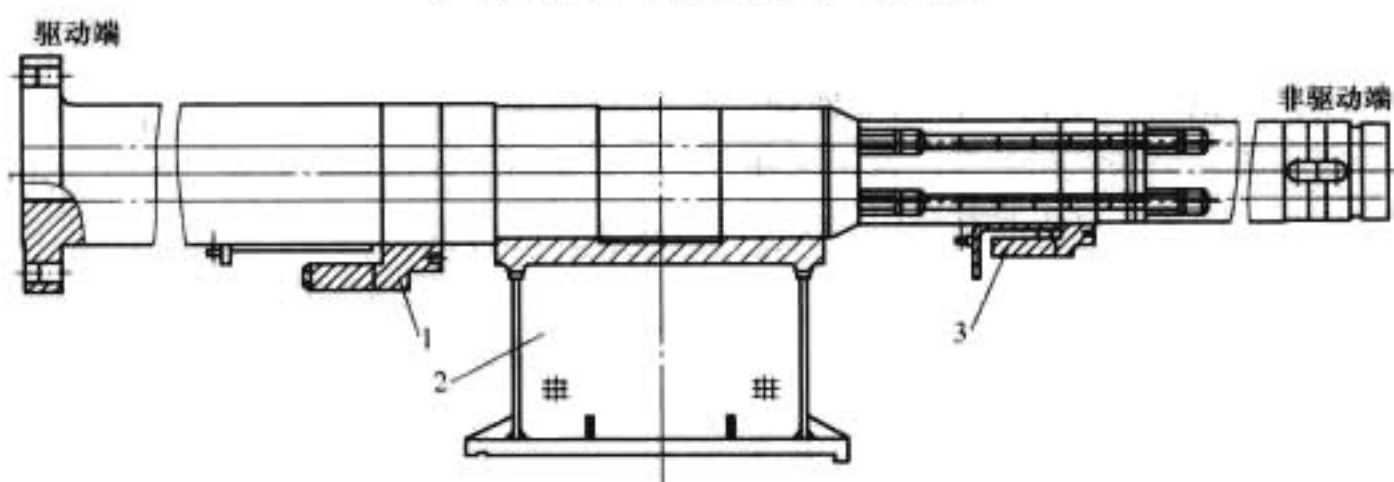


图 3.3-70 一根轴结构（与转子支架轮毂热套）
1—下导滑转子；2—转子支架；3—上导滑转子

(2) 转轴与厚钢环磁轭热套在一起。采用轴与磁轭之间的紧量与键传递扭矩,见图 3.3-71。适用于高转速中、大容量机组。

(3) 对转速高于 750 r/min 的发电机,采用将磁轭与转轴锻成一体的结构,见图 3.3-72。

(4) 为避免磁轭与转轴锻成一体引起加工和竖轴困难,可在轴上焊接或加工出支架,然后热套磁轭。因高应力区分布在磁极与磁轭的连接处,转轴可选用一般材质,而磁轭圈应选用高强度材质,见图 3.3-73。

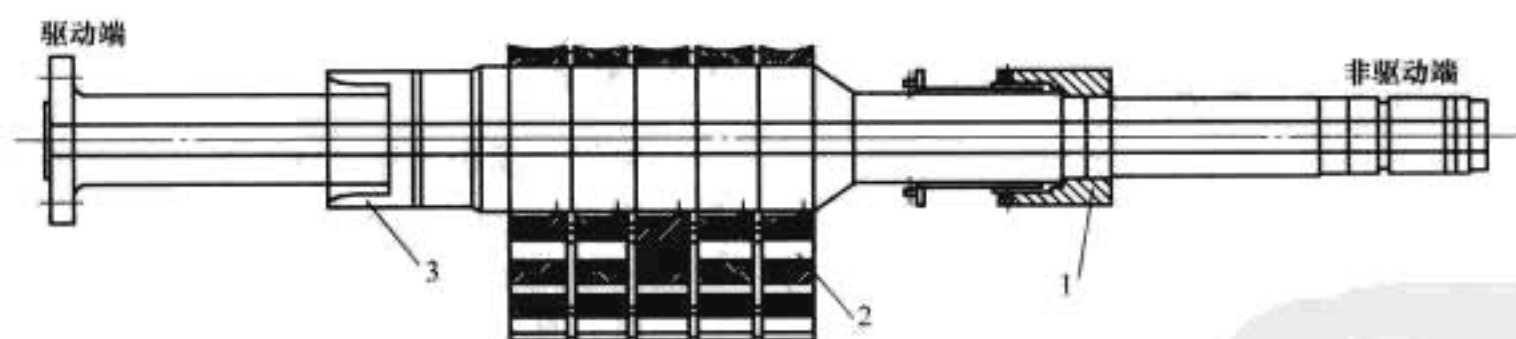


图 3.3-71 一根轴结构（与厚钢环磁轭热套）
1—上导滑转子；2—磁轭；3—下导滑转子

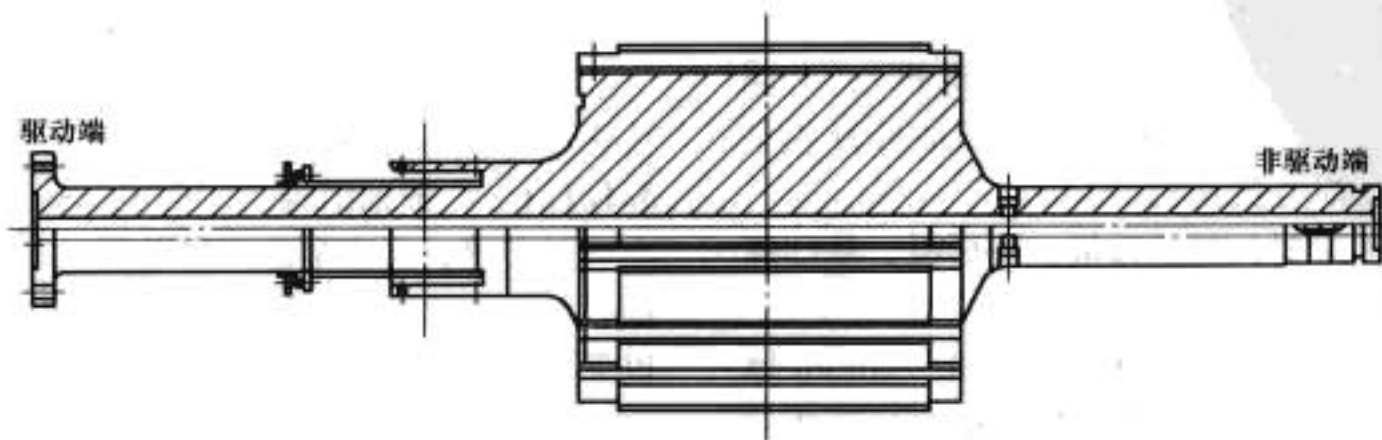


图 3.3-72 一根轴结构（磁轭与转轴锻成一体）

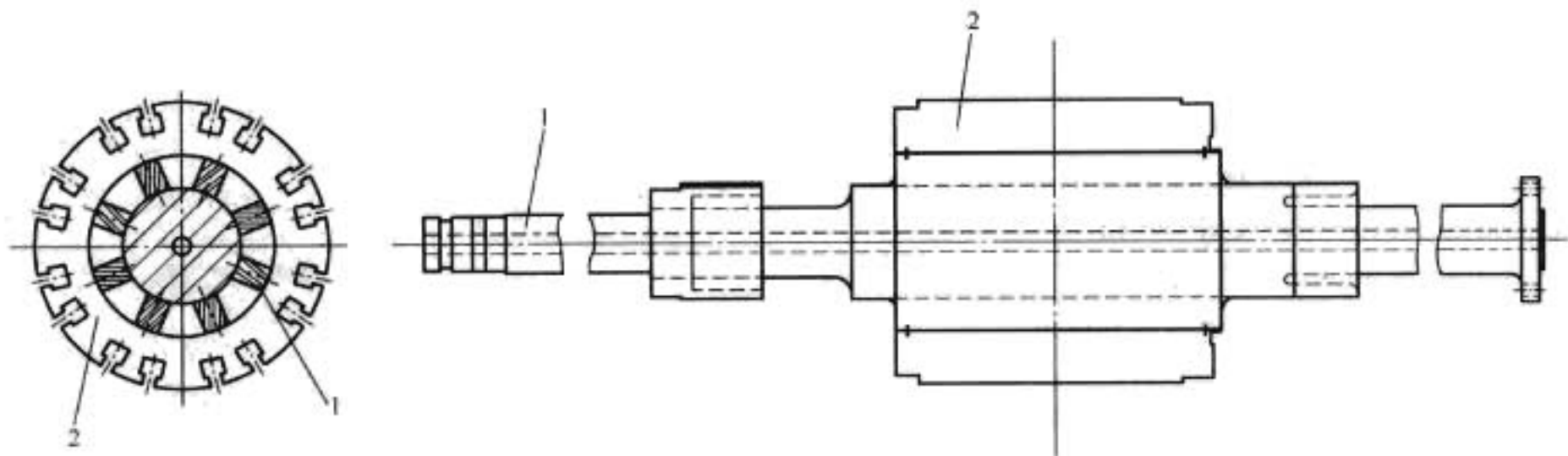


图 3.3-73 一根轴结构 (转轴焊接支架)
1—转轴; 2—磁轭

3.1.1.2 分段轴结构

中、低转速、大容量伞式发电机多采用分段轴结构。分段轴由上端轴、转子支架中心体和下端轴组成。

上端轴下法兰与转子支架中心体通过螺栓连接, 见图 3.3-74。

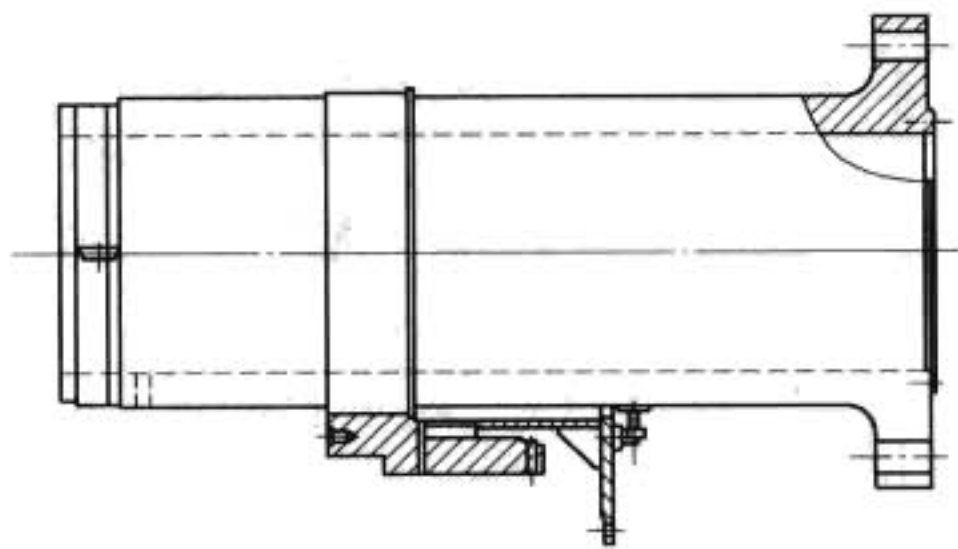


图 3.3-74 上端轴

下端轴上法兰与转子支架中心体连接, 下法兰与水轮机轴连接。如厂房内起吊高程和结构布置允许, 下端轴可与水轮机轴合为一体, 见图 3.3-75。

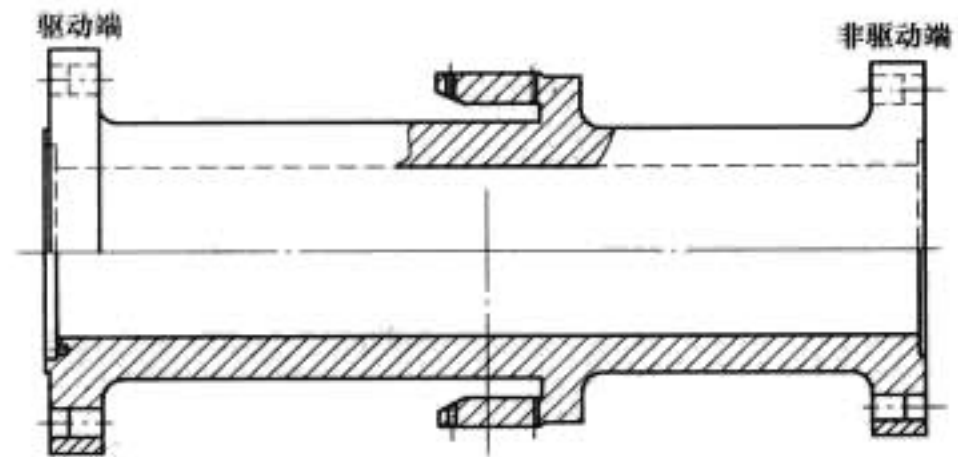


图 3.3-75 下端轴

下端轴与转子支架中心体的连接方式:

- (1) 采用有销钉段的联轴螺栓连接, 推力头用螺栓固定在转子支架中心体下圆盘上, 见图 3.3-76 (a)。
- (2) 采用键和联轴螺栓连接, 推力头热套在下端轴上。这种结构一般适用于转速高于 200r/min 的发电机。其结构受推力瓦尺寸 (外径) 制约, 见图 3.3-76 (b)。
- (3) 采用定位销套和联轴螺栓连接, 推力头用螺栓固定在转子支架中心体下圆盘上, 见图 3.3-76 (c)。

用以传递扭矩的销钉段、键和定位销套, 应能承受突然短路时电磁扭矩产生的剪应力。联轴螺栓应能承受由于半数磁极短路产生的弯曲应力和重力产生的拉应力, 而且必须有一定预紧力。如销钉数量不能满足传递扭矩的需要, 又无法布置更多销钉, 可采用键来传递扭矩, 且需在制造厂配制键。对定位销套和联轴螺栓的连接方式, 其下端轴和转子支

架的销孔应留有一定的裕量, 在工地待机组盘车合格后同镗。

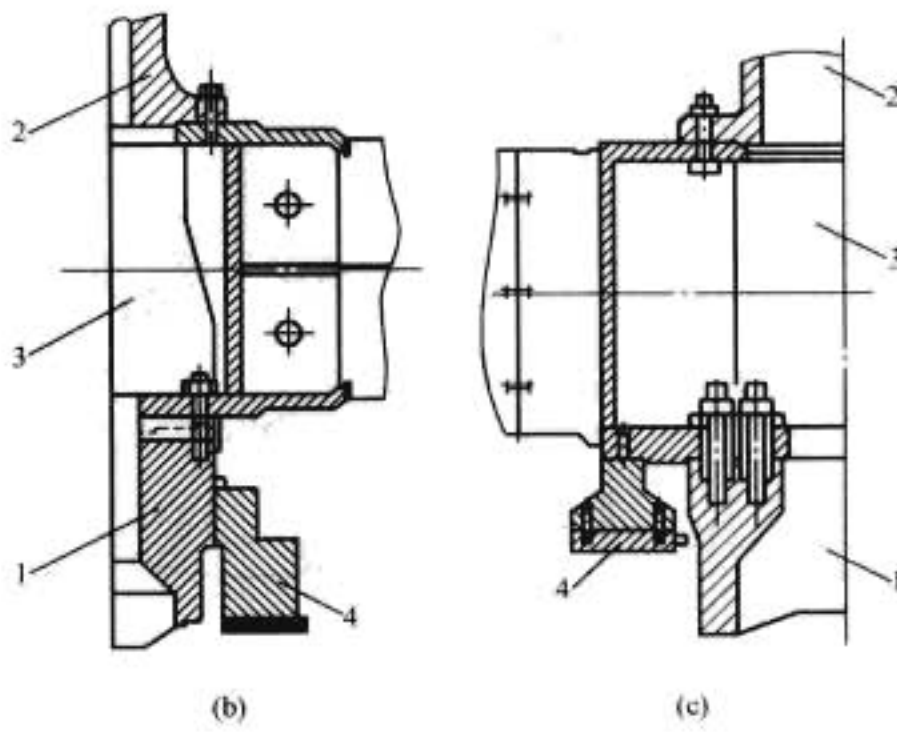
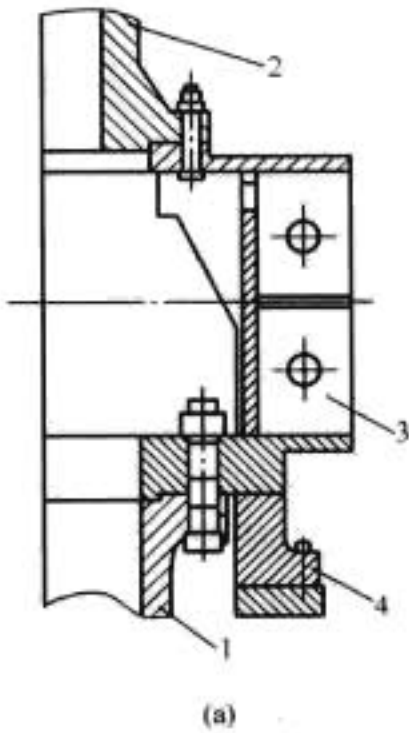


图 3.3-76 下端轴与转子支架中心体连接方式
1—下端轴; 2—上端轴; 3—转子支架; 4—推力头

3.1.2 转轴材质

转轴通常采用锻钢 35A、45A、20SiMn、18MnMoNb 等, 锻钢应符合 JB/T 1270 《水轮机、水轮机发电机大轴锻件技术条件》, 并按该技术条件进行探伤检查。转轴锻件一般采用整锻结构, 大容量水轮发电机也可采用分段锻造, 然后再组焊。高转速发电机的转轴可采用高强度锻钢 34CrNi1Mo、34CrNi3Mo、25CrNi3MoV 等, 锻钢应符合 JB/T 1267 《汽轮发电机转子锻件技术条件》。

3.1.3 转轴的刚强度计算

正常运行时, 作用在立式发电机转轴上的主要载荷有: 额定转矩、机组转动部分质量和水推力产生的轴向力 (卧式机组的转动部分质量产生径向力)、单边磁拉力及转子机械

不平衡力等。对于转轴与轮毂热套结构,还承受径向配合力。转轴的刚强度采用计算程序计算。转轴的最大复合应力 $S_{\max} = (S^2 + 3T^2)^{1/2}$ 不超过材料屈服强度的 $1/4$, 计入应力集中因数, 不应超过材料屈服强度的 $2/5$ 。其中: S 是拉应力和弯曲应力的总和; T 是最大功率时扭矩产生的应力。

转轴的最大扭转剪应力不得超过材料许用拉应力的 50% 。材料许用拉应力一般为材料屈服强度的 $1/3$ 。

3.1.4 转轴的临界转速

为确保机组不发生共振,要求机组临界转速不低于飞逸转速的 120% 。

3.2 转子支架

转子支架是连接磁轭和转轴的部件,同时也是通风系统的一个压头元件。正常运行时,转子支架承受扭矩、磁极和磁轭的重力、自身的离心力以及热打键(热加垫)径向配合力。对转子支架与转轴热套结构,还需承受热套引起的配合力。

3.2.1 结构型式

转子支架一般采用辐射式圆盘转子支架或斜支撑圆盘式转子支架及整铸转子支架。

3.2.1.1 辐射式圆盘转子支架

圆盘式转子支架具有刚度大、传递扭矩大和通风损耗小等优点,目前被广泛采用。

小容量高转速发电机采用与转轴热套在一起的圆盘式转子支架,热套紧量通过刚强度计算确定。它由轮毂、上圆盘、下圆盘、立板和主立筋等组焊而成,见图 3.3-77。

大容量低转速发电机的圆盘式转子支架由中心体和外环组件组成。受运输尺寸的限制,转子支架中心体和分瓣外环组件运到工地后组焊成整体。

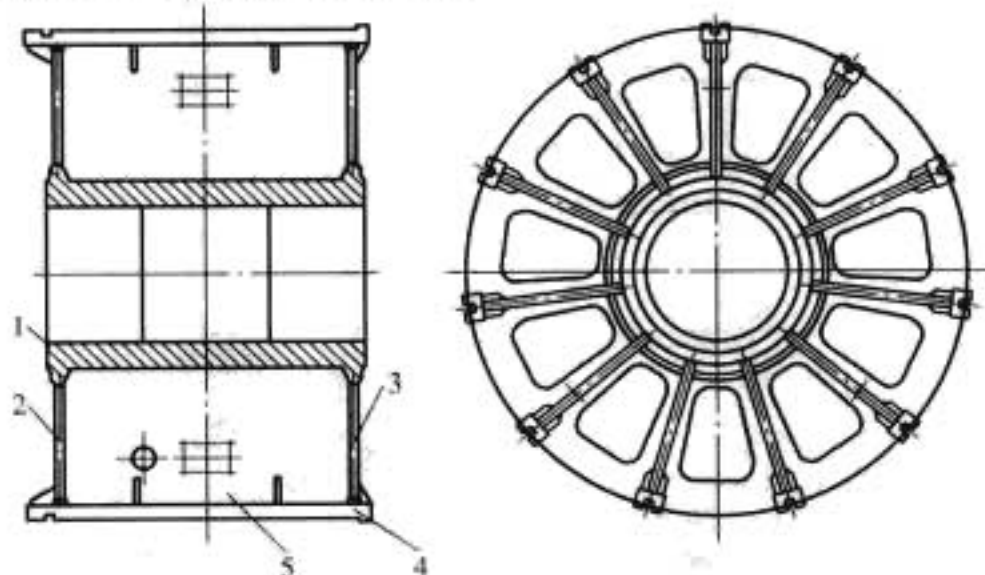


图 3.3-77 与转轴热套在一起的辐射式圆盘转子支架
1—轮毂; 2—上圆盘; 3—下圆盘; 4—主立筋; 5—立板

外环组件由上圆板、下圆板、立板、主立筋和副立筋等组成,见图 3.3-78。转子支架中心体由上、下圆盘和中心圆筒组成。考虑工地焊接产生的变形会影响支架与磁轭键槽的配合,通常采用工地配制副立筋或键槽板的结构。

3.2.1.2 斜支撑圆盘式转子支架

斜支撑圆盘式转子支架由转子中心体、斜支臂和外环组件组焊成一体。

斜支撑的转子支架相对于直支臂型式,能更好地承受正常运行时的扭矩、磁极和磁轭的重力矩;能有效地吸收离心力、热膨胀力和热打键配合力;有足够的切向和轴向刚度,可避免不应有的变形,保证磁轭与磁极对中以及气隙的均匀度。斜支撑的倾斜角度、方向,外环组件上、下圆环的内径尺寸等需经通风系统和结构强度计算确定。

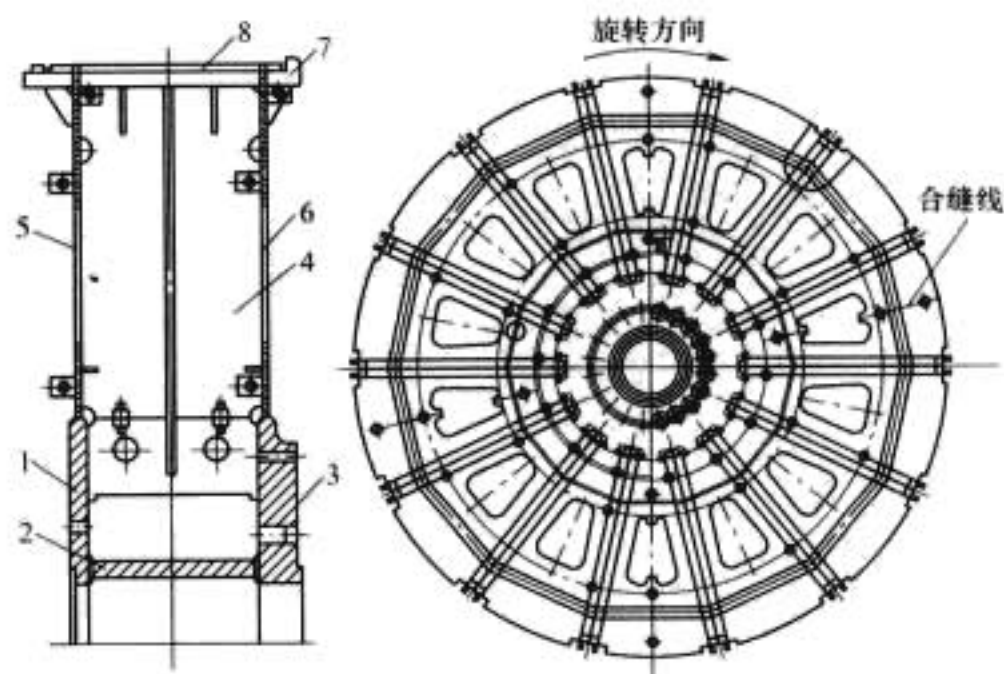


图 3.3-78 辐射式圆盘转子支架

1—上圆盘; 2—中心圆筒; 3—下圆盘; 4—立板;

5—上圆板; 7—主立筋; 8—副立筋

斜支撑圆盘式转子支架也适用于可逆式抽水蓄能机组。

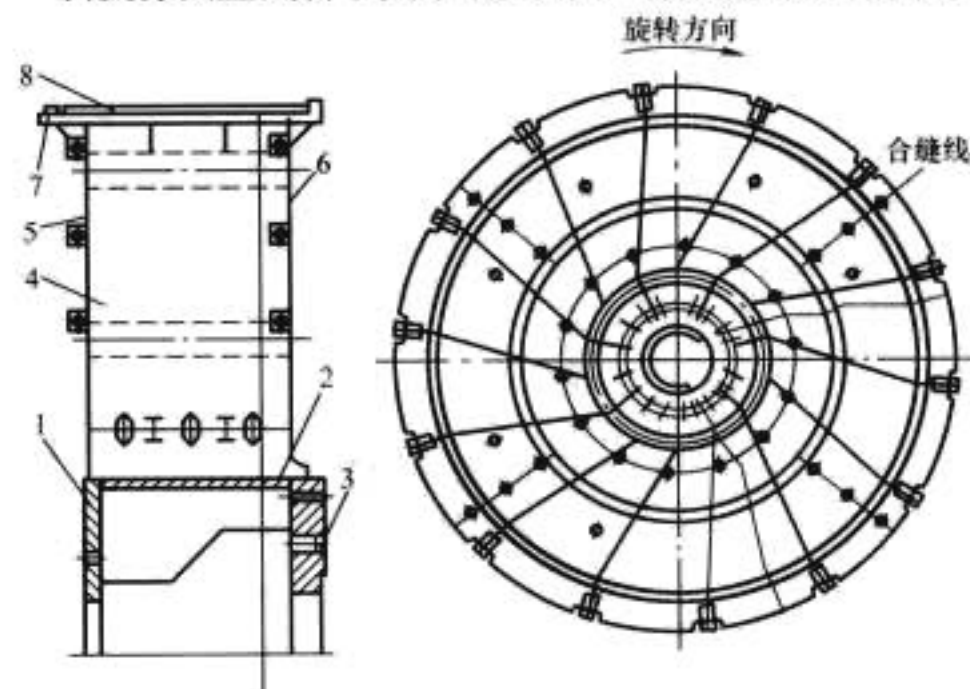


图 3.3-79 圆盘式斜立筋转子支架

1—上圆盘; 2—中心圆筒; 3—下圆盘; 4—立板; 5—上圆板;

6—下圆板; 7—主立筋; 8—副立筋

3.2.1.3 整体铸造式转子支架

整体铸造式转子支架具有结构紧凑、简单等优点,被广泛应用于中、小型及高转速机组,见图 3.3-80。

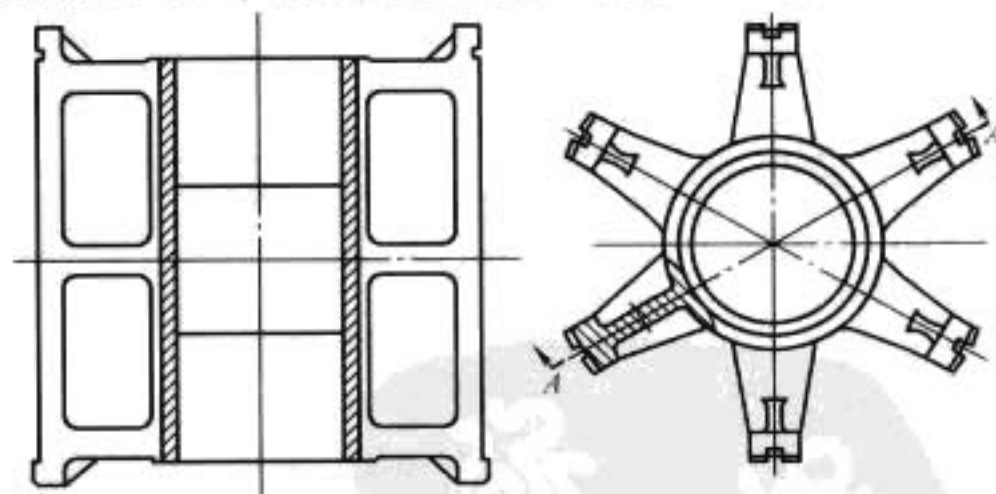


图 3.3-80 整体铸造式转子支架

3.2.2 转子支架的刚强度计算

转子支架的刚强度用有限元计算。首先建立转子支架有限元力学模型,然后计算出磁轭热打键紧量以及打键紧量引起的径向配合力、正常运行和飞逸工况转子支架的最大应力,计算出转子支架的轴向、径向和切向刚强度。

3.3 磁轭

转子磁轭是发电机磁路的组成部分,也是固定磁极的结构部件。发电机的转动惯量主要由磁轭产生。磁轭分为整体磁轭和叠片磁轭。整体磁轭一般通过键或热套等方式与转轴

连成一体。叠片磁轭由扇形片交错叠成并用拉紧螺栓紧固成一体。磁轭承受由磁轭本身和磁极离心力产生的切向力。

3.3.1 结构型式

转子磁轭主要有以下三种结构型式：

(1) 钢环磁轭由锻钢、铸钢或厚钢板热套在轴上，通过轴与磁轭的配合紧量(或紧量与键)传递扭矩，见图 3.3-71。

(2) 磁轭与转轴锻成一体，见图 3.3-72。

(3) 叠片磁轭。叠片磁轭由磁轭冲片、通风槽片、磁轭拉紧螺栓、磁轭压板、磁轭键等零部件组成，见图 3.3-81。采用层间交错一定的极距并正反向叠片的方式，通过磁轭拉紧螺栓紧固成一个整体。磁轭沿轴向设有若干径向通风沟，其高度和数量由通风计算确定。为增大风量和提高风量分布的均匀性，在磁轭冲片片间还留有一定数量的径向通风隙。有些发电机的磁轭不设通风沟，靠通风隙通风。通风隙的数量与磁轭冲片的大小和叠片方式有关。磁轭通过热打键与转子支架相连接。

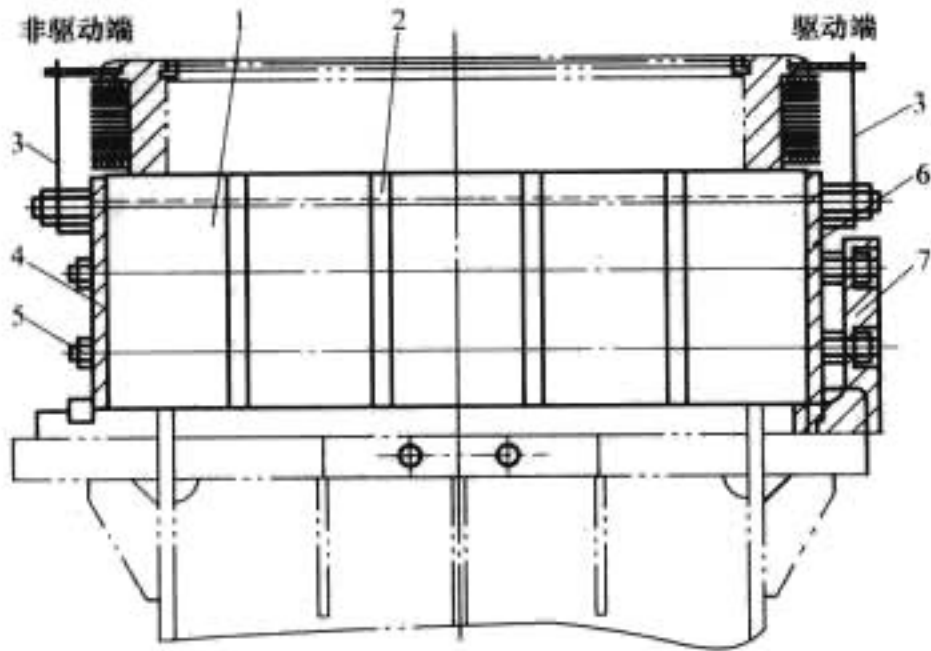


图 3.3-81 磁轭装配

1—磁轭冲片；2—通风槽片；3—挡风板；4—上磁轭压板；
5—磁轭拉紧螺栓；6—下磁轭压板；7—制动环

1) 磁轭冲片。冲片材料为高强度热轧钢板。冲片冲制后需称重，并按质量分级装箱，级差一般为 0.2kg。磁轭冲片(图 3.3-82)的径向宽度根据对磁轭的机械应力计算和转动惯量的要求确定。在飞逸转速时，磁轭和磁极的离心力在磁轭上产生的平均切向拉应力应不大于材料屈服强度的 2/3~3/4。一般磁轭的转动惯量约占发电机转动惯量的 55%~65%，磁轭冲片的径向宽度应在考虑机械应力允许的条件下，满足转动惯量的要求。磁轭冲片的弦长与每张冲片的极数、叠片方式及冲剪能力有关。通常，冲片上的拉紧螺栓孔的大小和数量通过磁轭强度计算确定，与叠片方式、冲片厚度等有关，螺栓布置在一个或几个分布圆上。为了不影响通风效果，螺栓应相对于磁极中心线对称分布。

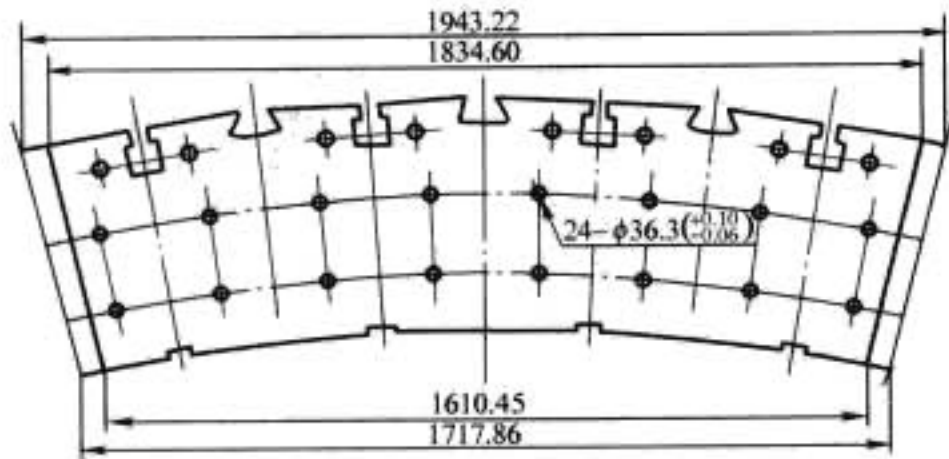


图 3.3-82 磁轭冲片

2) 通风槽片。通风槽片由磁轭冲片、衬口环和导风带组成，见图 3.3-83。衬口环用无缝钢管加工而成，焊在磁轭冲片上。导风带用厚度为 3mm 的钢板 Q235 弯制而成。

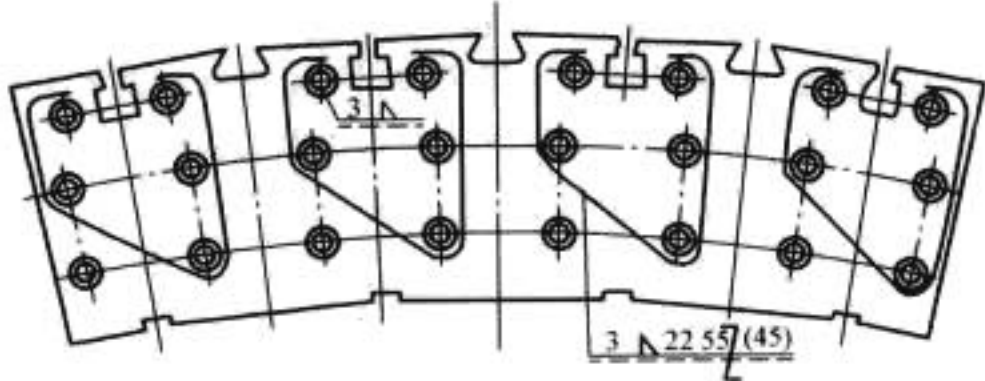


图 3.3-83 通风槽片

3) 拉紧螺栓。拉紧螺栓一般采用冷拉圆钢或调质圆钢，直径尺寸允许偏差级别为 h8~h11。

4) 叠片方式。磁轭的叠片方式直接影响磁轭的切向拉应力、磁轭拉紧螺栓的剪应力以及发电机的冷却风量。由于叠片磁轭的整体性较差，结构设计时，应对磁轭的不同叠片方式(每片磁轭的极数、相邻冲片错开的极距等)、通风效果(通风隙的数量、冷却风量)以及冲片的材质(切向拉应力)等进行综合分析比较，以获得最经济、安全、可靠的叠片方式。

3.3.2 磁轭与转子支架的连接

磁轭与转子支架采用径向键或径向、切向复合键(同槽)或径向、切向键分开布置的连接方式。为满足在正常或非正常运行工况下，保持磁轭与转子支架同心，保证机组安全可靠运行，可采用冷打键和热打键的安装工艺。

(1) 径向键结构。径向键结构适用于高转速、整体磁轭或叠片磁轭的发电机。由于热打键紧量大，在支架和磁轭之间产生很大的径向配合力，转子支架的结构应与这种作用力相适应，见图 3.3-84。

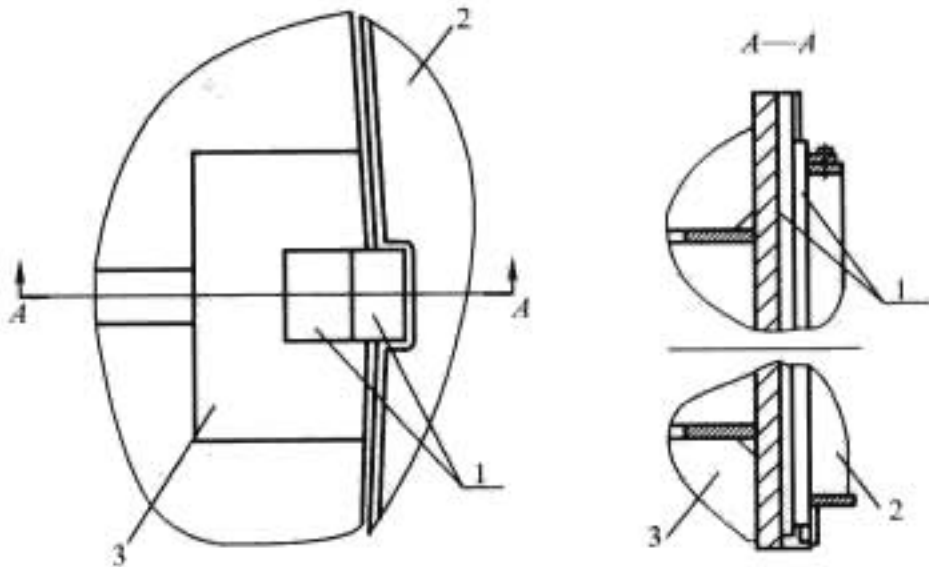


图 3.3-84 径向键结构

1—磁轭键；2—磁轭；3—转子支架主立筋

(2) 径向、切向(同槽)复合键结构。径向键为凸键，采用垫片调节热打键紧量。切向键为 2 个小键，它可补偿支架立筋键槽与磁轭对应键槽之间的偏差。该连接结构，能保证转子在正常和非正常运行工况的圆度和同心度，适用于中、低转速大容量发电机转子支架，见图 3.3-85。

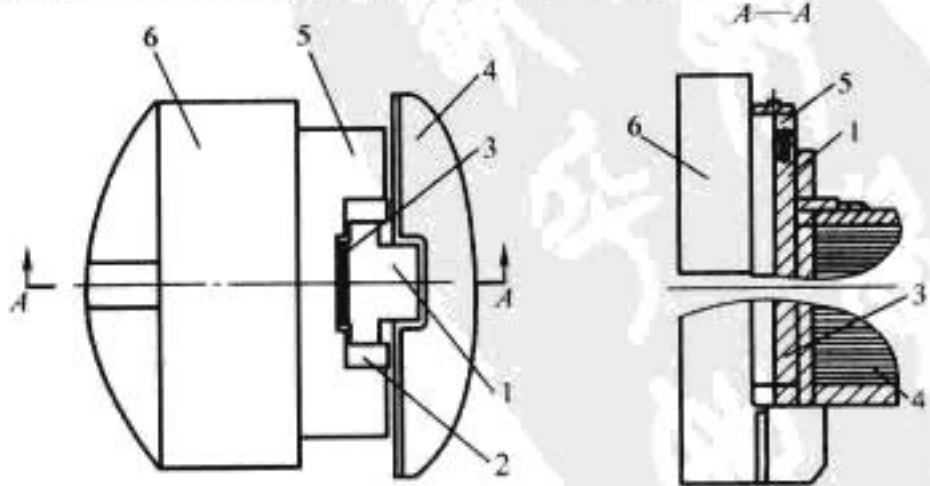


图 3.3-85 径向、切向(同槽)复合键结构

1—磁轭凸键；2—切向键；3—垫片；4—磁轭；
5—转子支架副立筋；6—转子支架主立筋

(3) 径向、切向键分开结构。径向键位于转子支架立筋处,由弹性键、垫板和2个小键组成。小键沿轴向有若干个,通过打紧小键使弹性键产生变形,从而形成紧量,见图3.3-86。切向键布置在另一个键槽内,由凸键和2个小键组成。

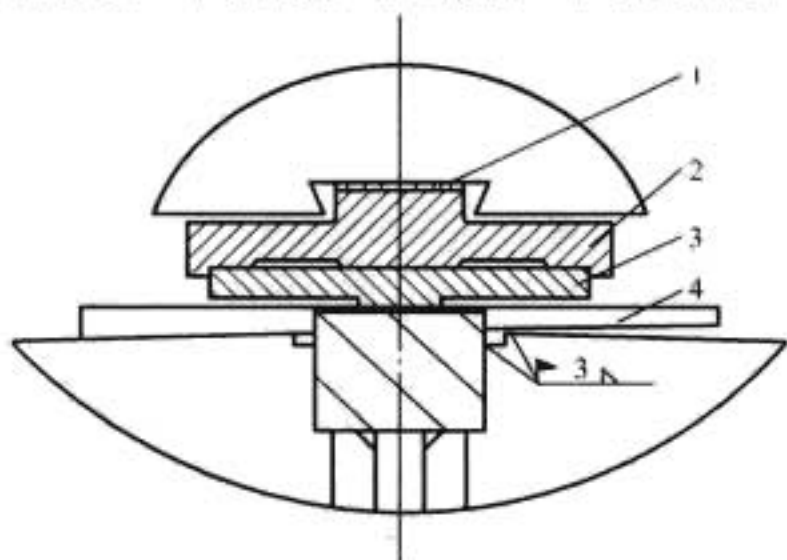


图 3.3-86 径向、切向键分开结构
1—垫板；2—弹性键；3—垫板；4—小键

3.4 制动环

水轮发电机广泛采用机械制动方式,通过制动环与制动块摩擦产生的制动转矩使机组停机。制动环一般采用分块式结构。

3.4.1 制动环固定在叠片磁轭

制动环用钢板焊成“L”形或用销钉固定在制动环上形成“L”形,并用磁轭拉紧螺栓将制动环固定在磁轭上。运行时,挂在磁轭上的制动环本身的离心力由磁轭承受,见图3.3-87。

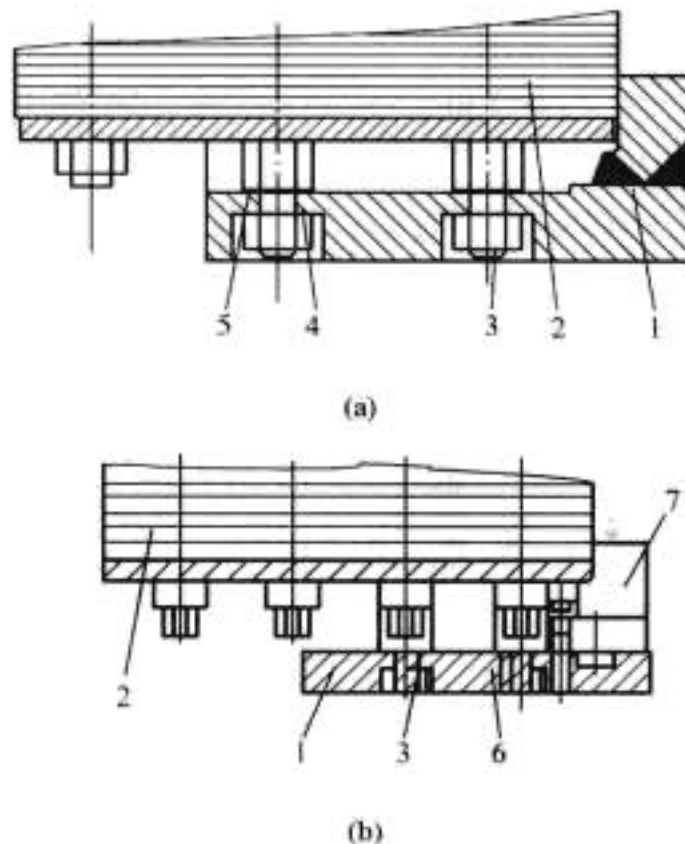


图 3.3-87 制动环
1—制动环；2—磁轭；3—螺栓；4—螺母；5—垫片；6—固定件；7—销钉

3.4.2 制动环固定在整体磁轭

在制动环和整体磁轭之间没有间隙,制动环本身的离心力由磁轭承受。该结构一般适用于高转速机组,见图3.3-88。

3.4.3 制动环固定在转子支架

这种固定方式适用于大容量、大尺寸、工地组焊的分瓣转子支架。制动环本身的离心力由转子支架承受,见图3.3-89。

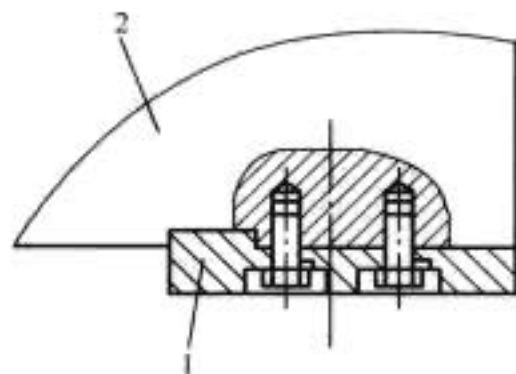


图 3.3-88 制动环固定在整体磁轭
1—制动环；2—磁轭

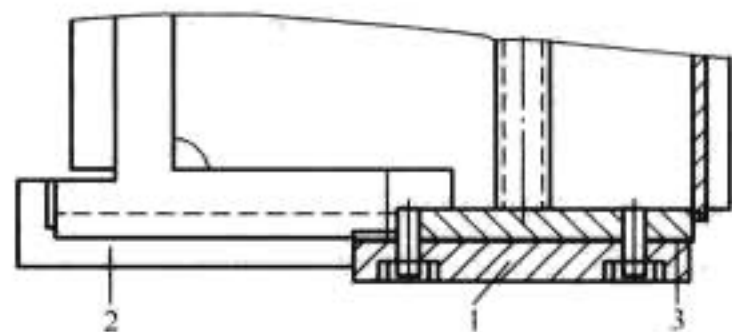


图 3.3-89 制动环固定在转子支架
1—制动环；2—转子支架；3—垫片

3.5 旋转挡风板

对双路密闭无风扇径向通风系统,除了采用固定圆盘挡风板外,还可采用旋转挡风板,即将挡风板固定在转子上,与转子一起旋转。其作用是挡住磁极之间的间隙,使风不能通过极间轴向流动,见图3.3-90。

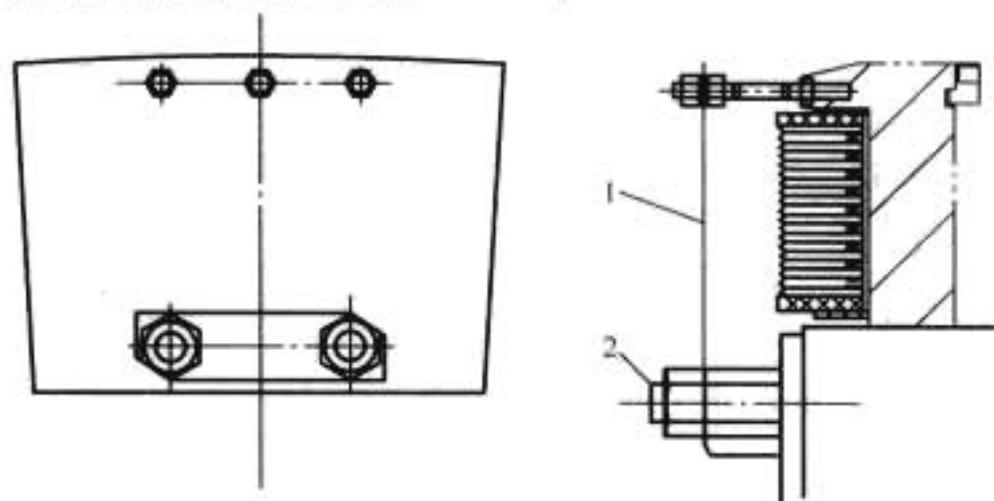


图 3.3-90 旋转挡风板
1—挡风板；2—磁轭拉紧螺栓

3.6 磁极

水轮发电机的磁极由磁极铁心、磁极绕组和组尼绕组等部件组成。磁极铁心的尺寸、磁极绕组的匝数和线规、阻尼条的直径和数量等由电磁设计确定。磁极按极身截面几何形状可分为矩形磁极（图3.3-91）和梯形（向心）磁极（图3.3-92）。

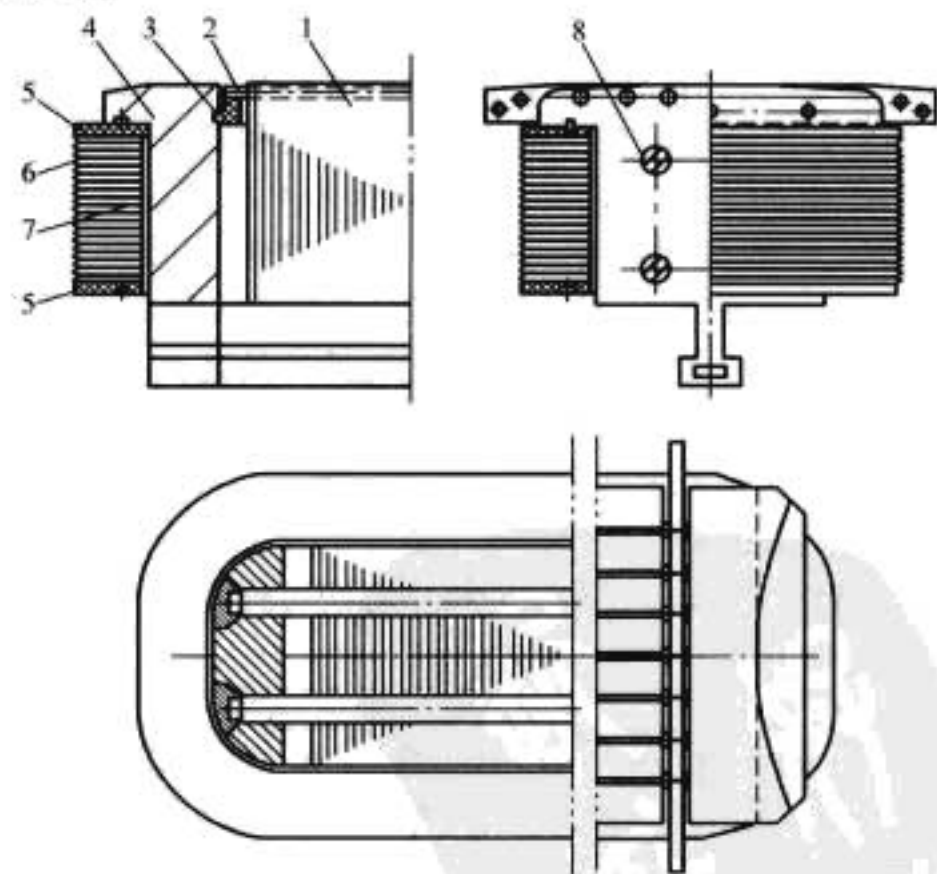


图 3.3-91 矩形磁极装配

1—磁极铁心；2—阻尼条；3—阻尼环；4—磁极压板；5—磁极托板；6—磁极绕组；7—极身绝缘；8—磁极拉杆

矩形磁极的磁极绕组,在运行时产生的离心力可分解出一个侧向分量,见图3.3-93。为使此分量等于或接近于零,可采用向心磁极(使磁极绕组向心布置)。其优点是:不需设极间支撑,便于安装检修且有利于轴向通风。故高转速、大容量发电机(含发电电动机)广泛采用向心磁极。

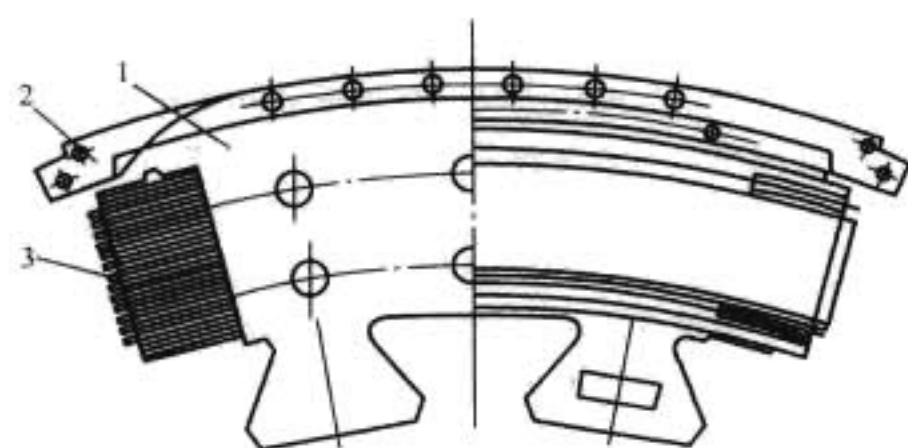


图 3.3-92 向心磁极

1—磁极铁心；2—阻尼绕组；3—磁极绕组

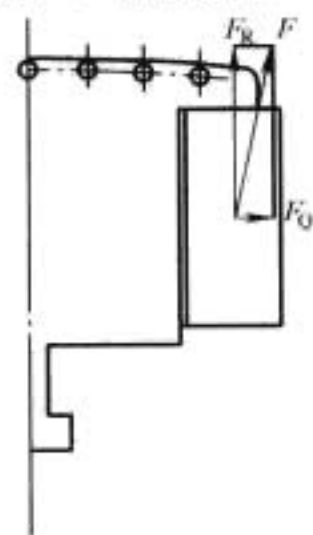


图 3.3-93 磁极绕组受力示意

3.6.1 磁极与磁轭的连接方式

磁极与磁轭采用 T 尾或鸽尾通过磁极键连在一起，可通过垫片调整定、转子气隙。

(1) T 尾连接。磁极键贯通整个磁极，结构简单，广泛应用于大、中容量的水轮发电机，见图 3.3-94。

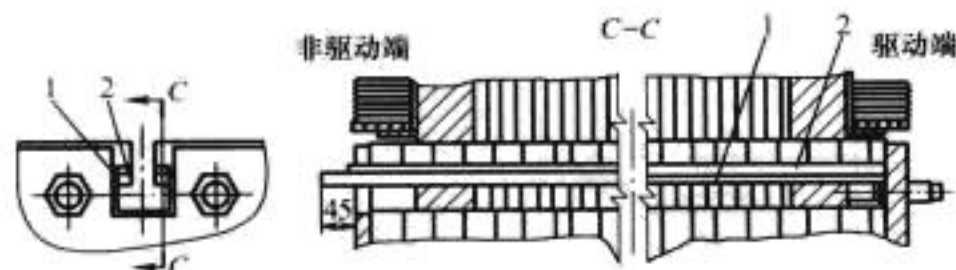


图 3.3-94 T 尾连接结构

1—驱动键；2—固定键

(2) 鸽尾连接。常采用鸽尾侧部打键，对长磁极铁心可打入锯齿型键。广泛应用于磁轭应力较高的发电机，整体磁轭也常采用鸽尾槽，见图 3.3-95。

3.6.2 磁极结构

3.6.2.1 磁极铁心

磁极铁心分为实心 and 叠片两种结构。为满足机械强度的要求，高转速发电机 ($n_N > 750 \text{ r/min}$) 可采用由整体锻钢制成的实心磁极铁心。由于它具有较好的阻尼作用，可不设阻

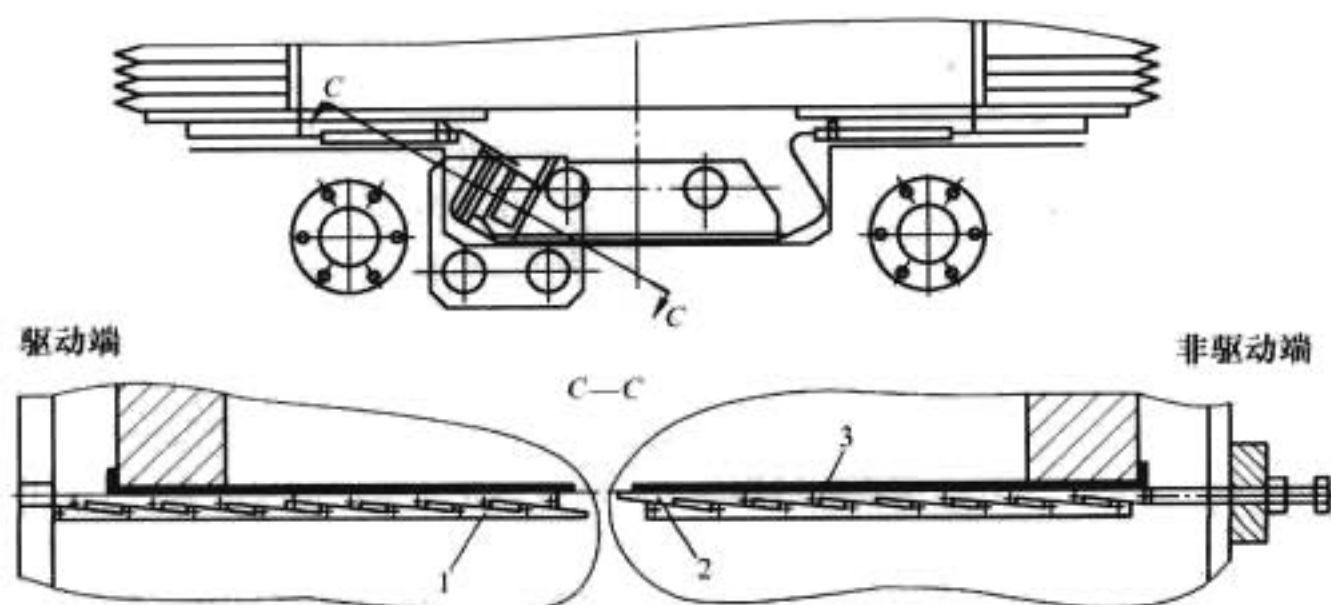


图 3.3-95 鸽尾连接结构

1—驱动键；2—固定键；3—垫片

尼绕组。为减少由于极靴表面损耗产生的热量，在极靴表面沿周向加工散热沟。叠片磁极铁心由冲片、压板、拉紧螺栓等部件组成。铁心的叠装通过磁极压板和拉紧螺栓压成一个坚实的整体。磁极拉紧螺栓可焊在磁极压板上，也可用螺栓固定在压板上，见图 3.3-96。

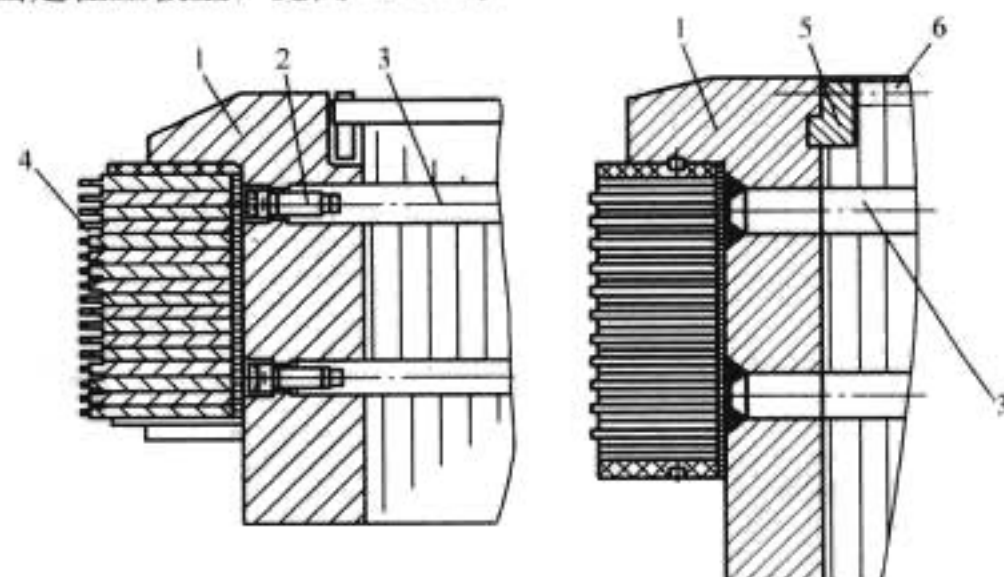


图 3.3-96 磁极装配

 1—磁极压板；2—螺栓；3—拉紧螺栓；
4—磁极绕组；5—阻尼环；6—阻尼条

(1) 磁极冲片。磁极冲片采用冷轧钢板冲制而成，其主要尺寸由电磁设计确定。T 尾或鸽尾的数量和尺寸通过磁极和磁轭的机械计算确定。磁极应计算 T 尾或鸽尾的拉应力、剪应力及极靴的弯曲应力，其值应不大于材料的失稳强度。为提高磁极的刚度，通常在 T 尾（鸽尾）和极靴开有沟槽，铁心叠压后满焊。

(2) 磁极压板。磁极压板的尺寸及计算内容与磁极冲片的相同。它不仅承受本身的离心力作用，还要承受其范围内磁极绕组和阻尼绕组的离心力作用。磁极压板采用整体锻造或用钢板焊接而成。压板的厚度根据强度计算确定。

3.6.2.2 磁极绕组

磁极绕组采用扁铜排绕制或四角焊接而成。铜排的材质为 T2，铜含量达 99.90%。绕制的磁极绕组选用软铜母线 TMR，采用四角焊接的选用硬铜母线 TMY2。为增加绕组的散热表面，采用五边形、七边形或其他形状的铜母线（图 3.3-97），或用矩形铜母线绕制出散热匝，或用不同宽度的矩形铜母线焊接出具有散热匝的磁极绕组（图 3.3-98）。磁极绕组匝间设有绝缘，绕组上、下部设有环氧玻璃布层压板加工或整体压制而成的绝缘托板。

磁极绕组之间的连接结构，根据发电机的容量、转速以及转子结构等选择，要求极间连接可靠且便于拆装，见图 3.3-100。

3.6.2.3 极身绝缘

磁极绕组与磁极极身之间设有极身绝缘。极身绝缘与绕组之间的间隙可用环氧玻璃布层压板和浸制的涤纶毡填充，见图 3.3-99。

3.6.2.4 极间支撑

矩形磁极的磁极绕组，在运行时产生的离心力可分解出一个侧向分量（图 3.3-93），为防止在这个侧向分量的作用下，绕组产生有害变形，须对磁极绕组的受力及变形进行计算，以确定是否需要增加极间支撑以及极间支撑的数量。大容量发电机的极间支撑应考虑在不吊出转子的情况下便于拆装。

3.6.2.5 阻尼绕组

水轮发电机一般应具有完整的交、直

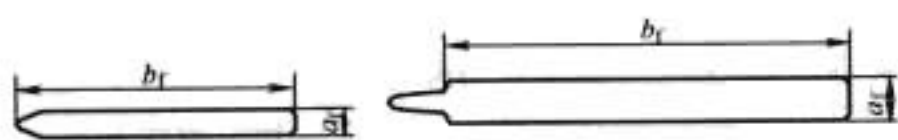


图 3.3-97 磁极绕组用铜排

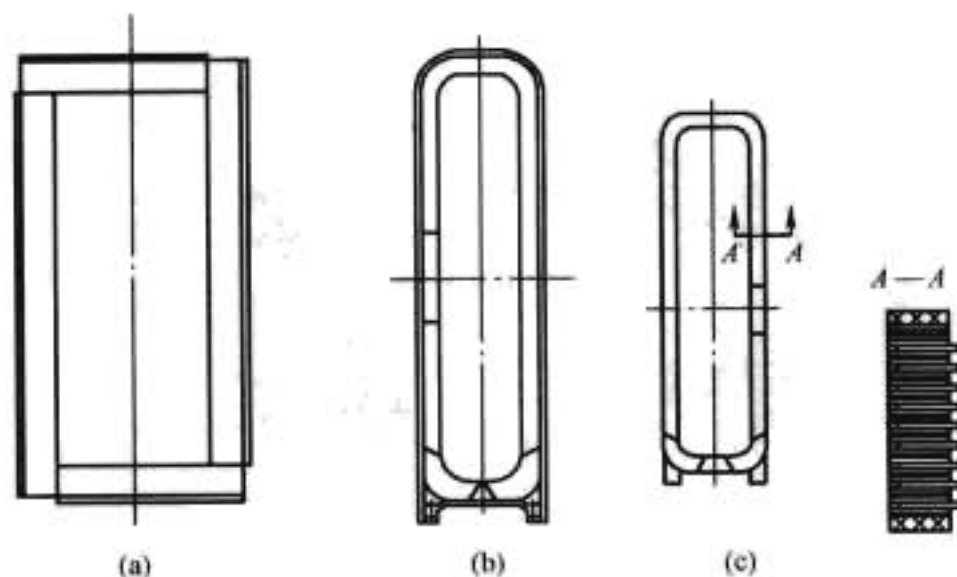


图 3.3-98 磁极绕组

(a) 四角焊接绕组; (b) 绕制绕组;
(c) 绕制出散热匝的绕组

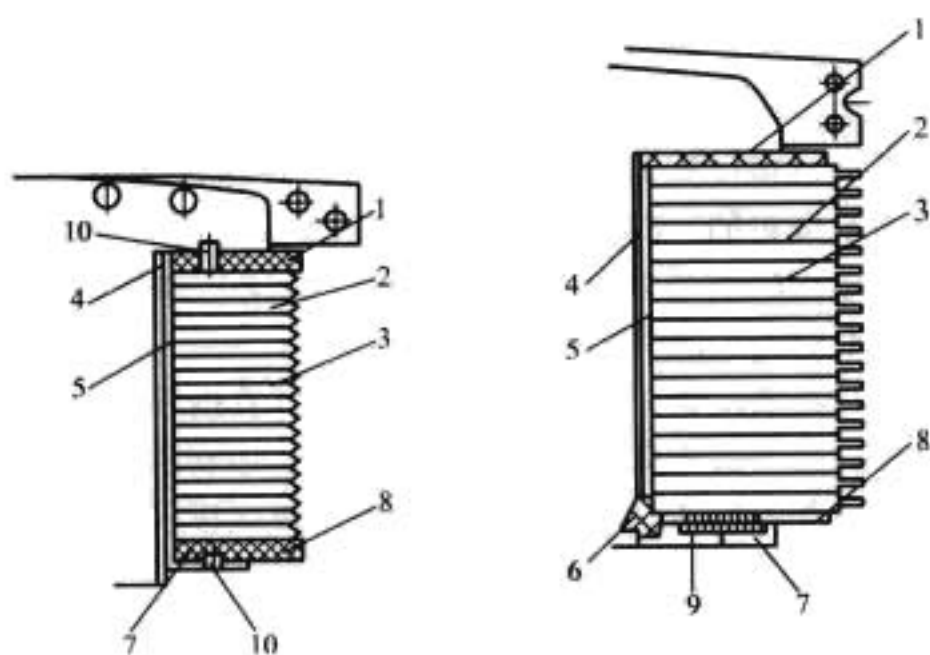


图 3.3-99 磁极绕组绝缘

1—上绝缘托板；2—铜排；3—匝间绝缘；4—“L”形绝缘；5—极身绝缘；6—注胶玻璃丝绳；7—铁托板；8—下绝缘托板；9—碟形弹簧；10—绝缘销

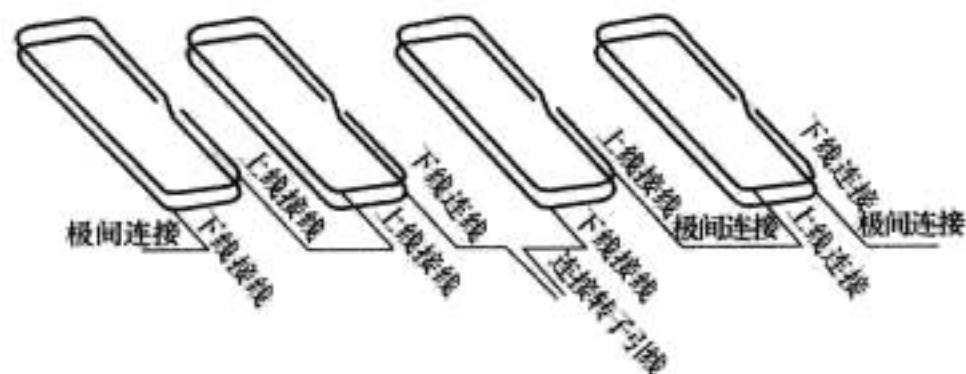


图 3.3-100 磁极绕组连接示意图

轴阻尼绕组,包括阻尼条、阻尼环和阻尼环连接片等。阻尼条和阻尼环采用钎焊焊牢,环间连接片的连接处刷镀银,并用螺栓紧固。为防止离心力使阻尼绕组变形或损坏,应采取措施将其固定牢。

阻尼条的直径和数量由电磁设计确定。

3.7 风扇

当发电机转子产生的压头不能满足通风要求时,发电机须设置风扇。水轮发电机采用的风扇型式有离心式风扇、旋桨式风扇和弧形斗式风扇。风扇是辅助压头元件,应先初步选择其主要尺寸,然后进行通风和强度计算,最后确定风扇的尺寸。

3.7.1 离心式风扇

离心式风扇产生的压头高，有利于定子绕组端部的冷却，结构和工艺简单，但效率较低。径向叶片的离心式风扇（图 3.3-101）适用于各级容量的正、反转水轮发电机；后倾叶片的离心式风扇（图 3.3-102）适用于中、高速水轮发电机。风扇出口与定子绕组端部的距离不宜过小，否则强大的离心动压会使气流撞击损失过大而降低风扇的作用，并产生噪声。

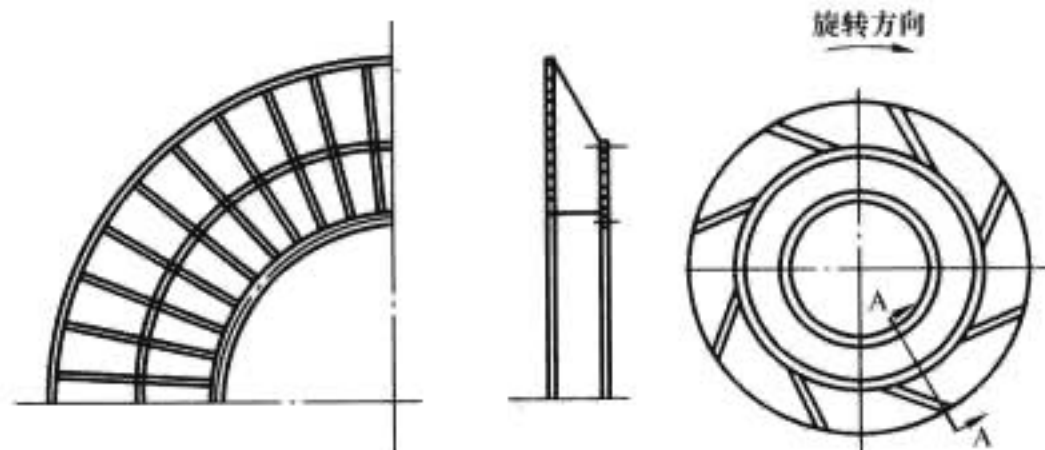


图 3.3-101 径向叶片
离心式风扇

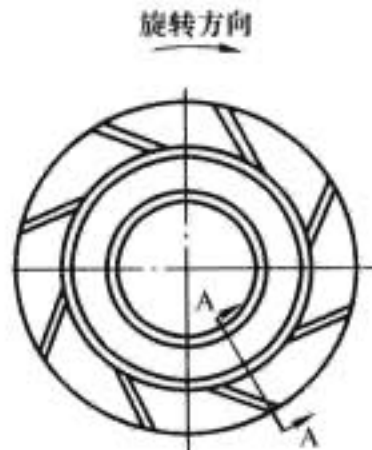


图 3.3-102 后倾叶片
离心式风扇

3.7.2 旋桨式风扇

旋桨式风扇效率高, 损耗小, 流量大, 但压头较低, 轴向鼓风作用强。特别对于铁心较长的高转速水轮发电机, 若选择得当, 可使铁心轴向温度均匀分布。为简化结构和加工工艺, 降低成本, 可选用等截面的弯曲弧板或平板作旋桨式风扇的风叶, 平凸或凹凸截面的风叶采用铝合金铸成, 见图 3.3-103。旋桨式风扇通过单独的风扇座固定在磁轭的上、下端面。

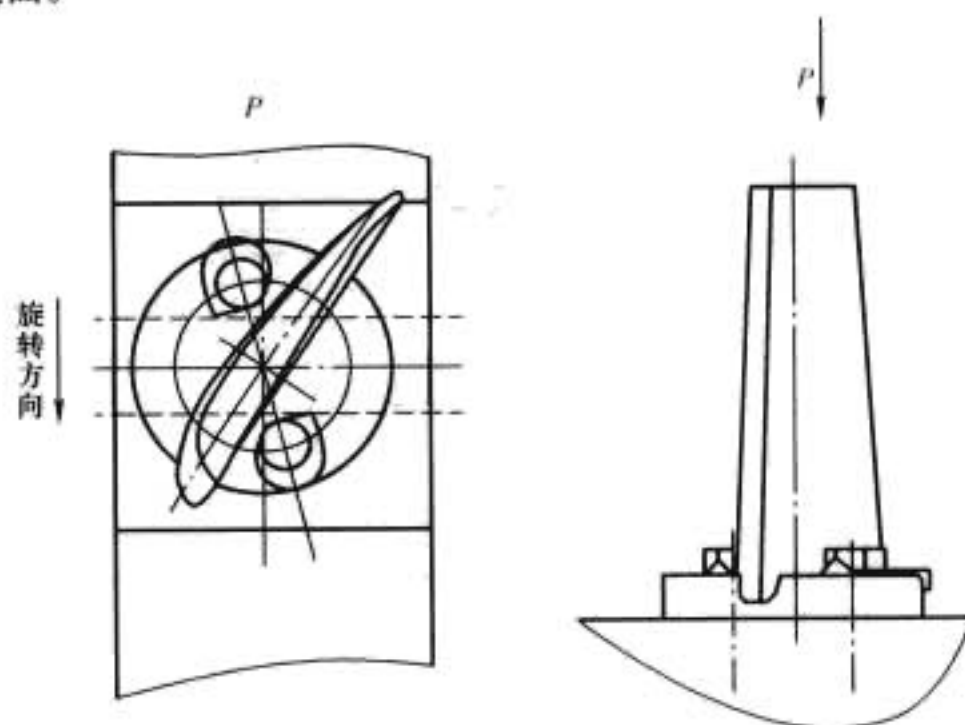


图 3.3-103 旋桨式风扇

3.7.3 弧形斗式风扇

弧形斗式风扇是一种介于离心式风扇和旋桨式风扇之间的风扇形式，它具有较强的径向压头和轴向鼓风作用，可改善端部冷却。这种风扇目前已很少采用。

3.8 集电装置

集电装置将励磁电流从静止的电刷传到旋转的转子绕组上，由集电环和电刷组成。集电环通过支撑固定在转轴、推力头等转动部件上，采用电缆或铜排与磁极绕组连接；电刷装置固定在顶罩内或上机架下部，见图 3.3-104。

3.8.1 集电环装置

集电环装置由集电环支撑、集电环及螺栓等组成。集电环由钢板或锻钢制成，环高取决于电刷的尺寸和每个刷握电刷的数量以及顶起转子的高度。环的外径应根据电流密度、电刷的数量确定，两环之间的距离应满足爬电距离要求。对高转速发电机，为增加散热面积，在集电环外表面加工出螺旋槽。集电环支撑采用整体铸造或钢板焊接结构，通过键与

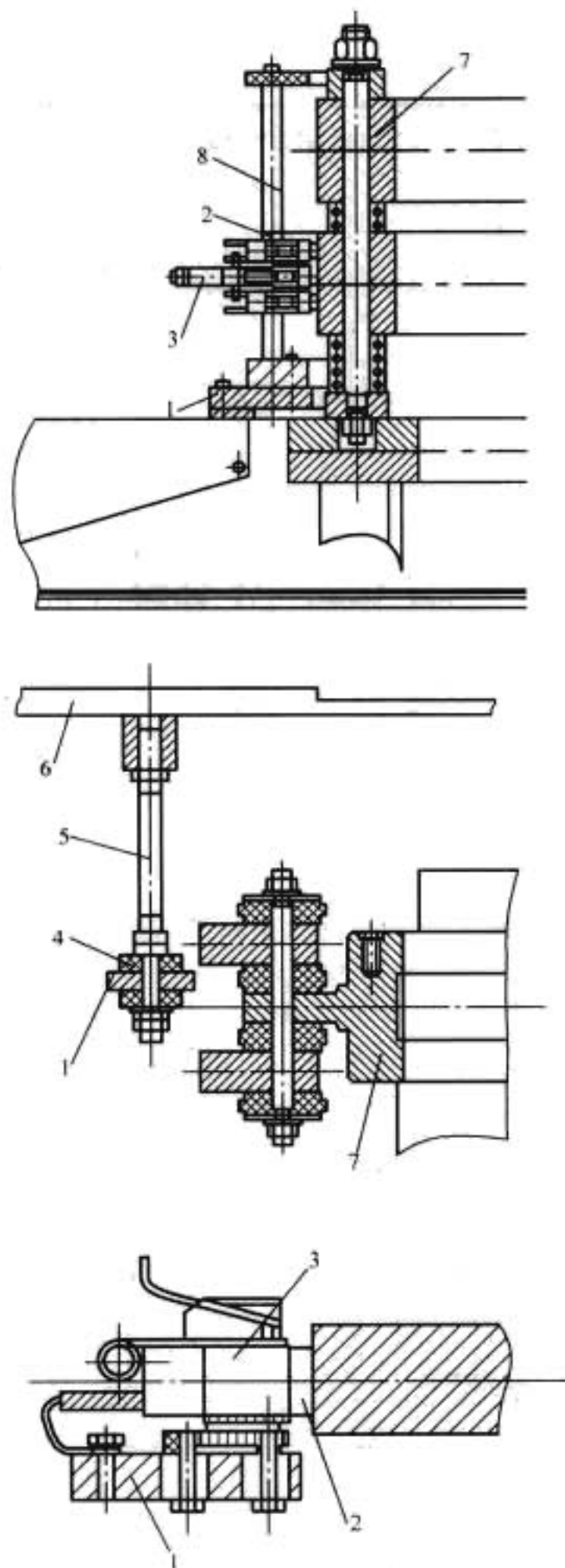


图 3.3-104 电刷装置

1—导电环；2—电刷；3—刷握；4—绝缘垫；5—螺栓；
6—顶罩；7—集电环装置；8—导电杆
转轴套在一起或用螺栓和止口固定在转轴上。

3.8.2 电刷装置

电刷装置（如图 3.3-104 所示）由导电环、导电杆、刷握、电刷等部件组成。导电环用钢板加工而成，加工后表面应镀锌。导电环的厚度和环宽、导电杆的直径应根据电流密度和刷握尺寸确定。选择电刷的参数有额定电流密度、允许周速和压强。电刷的数量根据电流密度确定。励磁电缆通过接头固定在导电环上，电刷和电缆接头的数量必须大于 2 个。对大容量水轮发电机应特别注意励磁电缆与导电环的连接，使励磁电流分路流入电刷。为防止机组运行中，电刷与集电环摩擦产生的碳粉污染定、转子等部件，可设吸尘装置。

4 推力轴承

水轮发电机推力轴承是应用液体动压润滑承载原理的机械结构部件，它承受机组的全部轴向负荷。大、中容量机组多采用可倾瓦式动压推力轴承，推力瓦的油楔角度可随着负荷、转速以及环境温度的变化而变化，以产生相应的压力场

平衡轴承负荷。

随着水轮发电机组设计制造水平的提高，单机容量越来越大，推力负荷也不断增大。图 3.3-105 为国产机组推力负荷的增长情况。

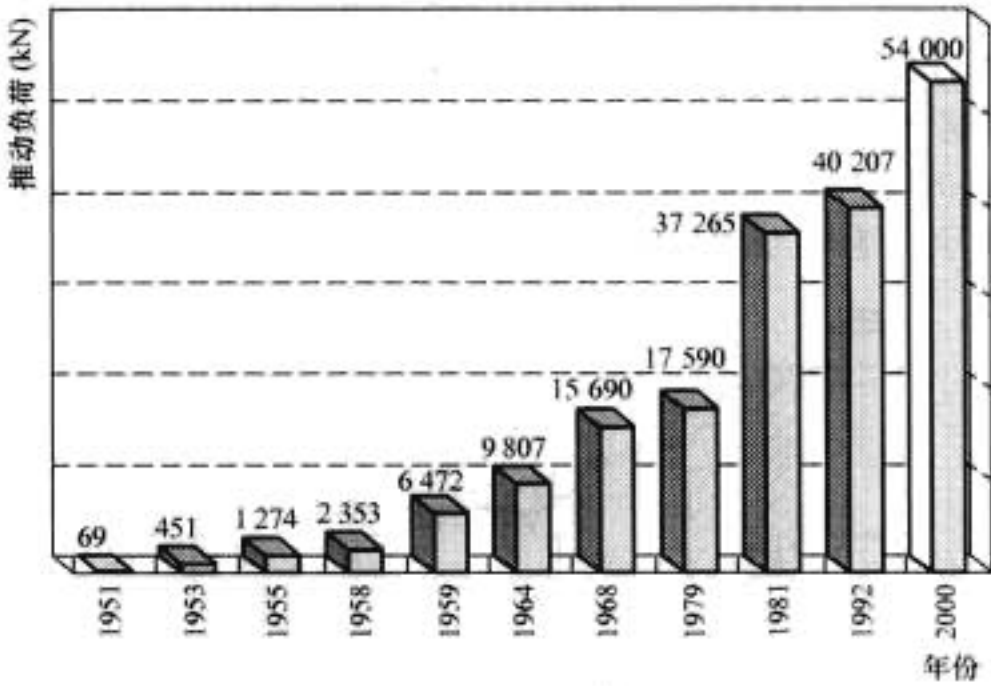


图 3.3-105 国产机组推力负荷的增长情况

4.1 推力轴承支撑结构型式

中、小容量机组的推力轴瓦一般采用单层瓦结构；为了方便推力轴瓦的检修和更换，大、中容量机组的推力轴瓦常采用双层瓦结构。

水轮发电机推力轴承的油冷却循环方式一般采用内循环、自身泵外循环和外加泵外循环等。也有采用水冷瓦结构直接通入冷却水，带走轴承损耗。

推力轴承的瓦面材料常用巴氏合金和弹性金属塑料。

根据推力瓦面的变形控制要求，推力轴承一般采用球面点支撑、单圆环支撑、双圆环支撑、小弹簧群（束）支撑、弹性小支柱支撑、多线托块支撑等方式。

水轮发电机推力轴承有以下几种典型的支撑结构。

4.1.1 刚性支柱球面点支撑

推力瓦由刚性支柱螺栓支撑，见图 3.3-106。调整支柱螺栓的高度，使瓦块保持在同一水平面上，以使瓦块受力均匀。

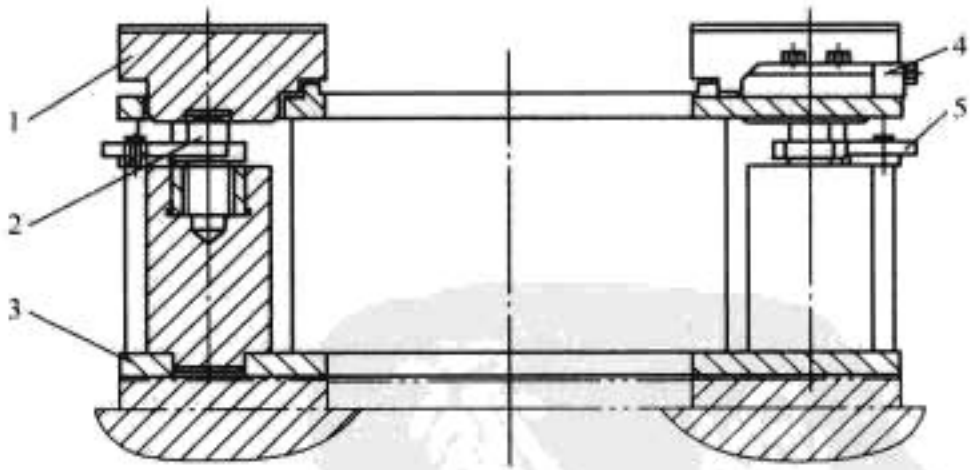


图 3.3-106 刚性支柱球面点支撑

1—推力轴承瓦；2—支柱螺栓；3—推力轴承座；
4—挡块；5—锁板

由于支柱的刚性较大，几乎没有弹性，在安装时，各瓦面不易调到同一水平，而且各瓦受力不易调匀，安装调整工作量较大。运行时，各瓦块的负荷差异较大，这种现象是由加工和安装误差以及负荷变化引起的。球面点支撑方式也导致推力瓦面变形较大，因此，常用于单位压力小于 3MPa 的中、小负荷推力轴承。刚性支柱球面点支撑结构简单、紧凑，制造方便，造价低廉，适用于中、小容量机组的小推力

负荷轴承。

4.1.2 球面单支柱弹性托盘支撑

推力瓦由弹性托盘支撑，托盘再由刚性支柱螺栓支撑，见图 3.3-107。这种结构是由刚性支柱球面点支撑改进而来，各瓦块的负荷均匀性和推力瓦面的变形有较大改善。采用打受力与测量盘变形相结合的办法调整受力，可以做到瓦间受力差不大于 $\pm 5\%$ 的验收标准，运行瓦间温差能保持在 $4\sim 8^{\circ}\text{C}$ 之间。我国生产的负荷在 9807kN (1000t) 及以下的轴承，基本上都是这种结构。

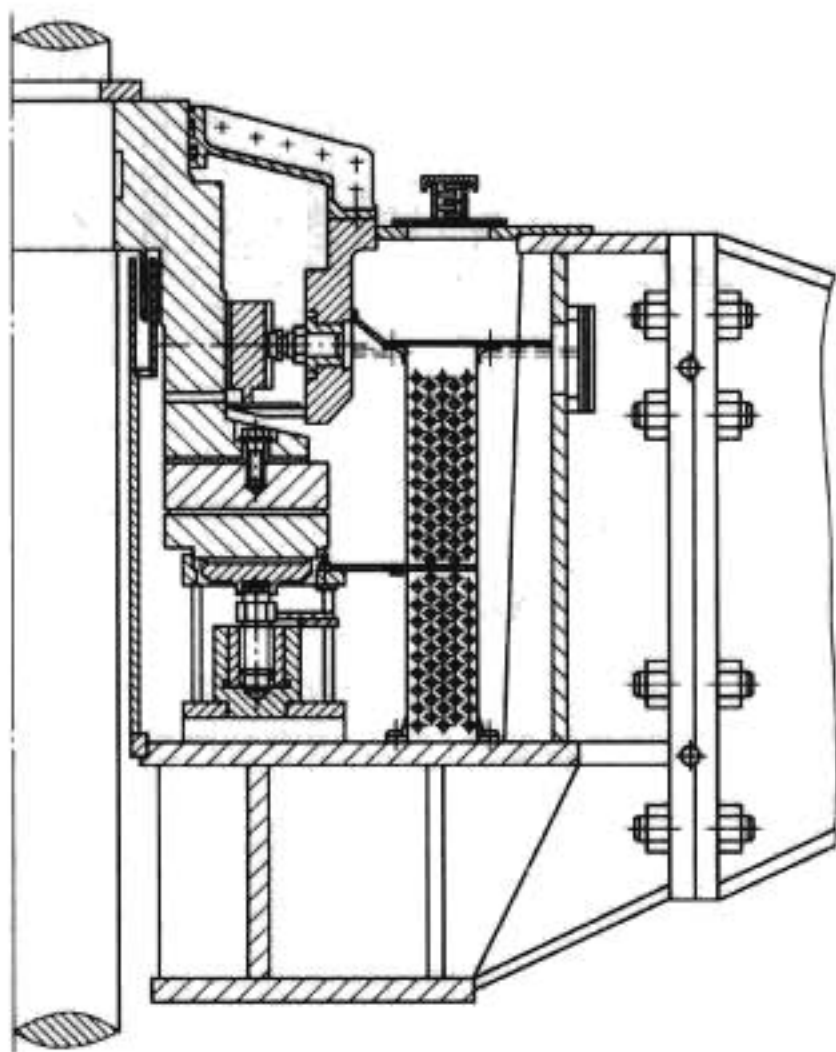


图 3.3-107 球面单支柱弹性托盘支撑内循环推力轴承

俄罗斯设计制造的克拉斯诺雅尔斯克水电站 500MW 发电机推力轴承也采用了这种支撑方式，推力负荷 25.5MN (2600t)，外径为 3450mm ，内径为 2070mm ，轴瓦的单位压力为 7.0MPa 。

4.1.3 弹性支柱单托盘支撑

如图 3.3-108 所示，推力瓦由弹性支柱（或者压缩管）和托盘支撑，轴瓦高程可由支柱调节，在支柱中心加工有直径为 7.5mm 左右、长度达 $500\sim 600\text{mm}$ 的小孔，用于安装检测瓦受力的细长杆，以检测支柱的压缩量。应用应变片调整，可使各瓦受力不均匀度在 10% 以内。美国大古里水电站发电机组的推力负荷达到 40MN ，轴瓦的单位压力为 7.0MPa ，使用了应变片式测载元件进行受力调整。伊泰普水电站 700MW 发电机推力轴承采用了压缩管式托盘支撑，推力负荷 43MN (4400t)，外径为 5200mm ，内径为 3250mm 。

4.1.4 平衡梁支撑双排轴瓦结构

考虑到瓦的变形、油膜厚度、冷却和制造工艺等问题，为不使轴瓦面积过大，国外有的大负荷推力轴承采用双排轴瓦结构，将大面积且狭长的推力瓦在径向一分为二，瓦下面由弹性托盘和刚性支柱螺栓支撑，固定在略具弹性的平衡梁上，用以分配径向相邻两块推力瓦上的负载。双排推力瓦，由于瓦面缩小而且接近方形，从而减少了推力瓦的变形，有利于提高每块瓦的承载能力，见图 3.3-109。前苏联萨彦—舒申斯克水电站 8 台 640MW 机组 31.85MW (3250t) 推力轴承采用了双排瓦结构，其外径为 4700mm ，内径为 2600mm ，单块瓦变形大为减少，但各推力瓦受力的不均匀

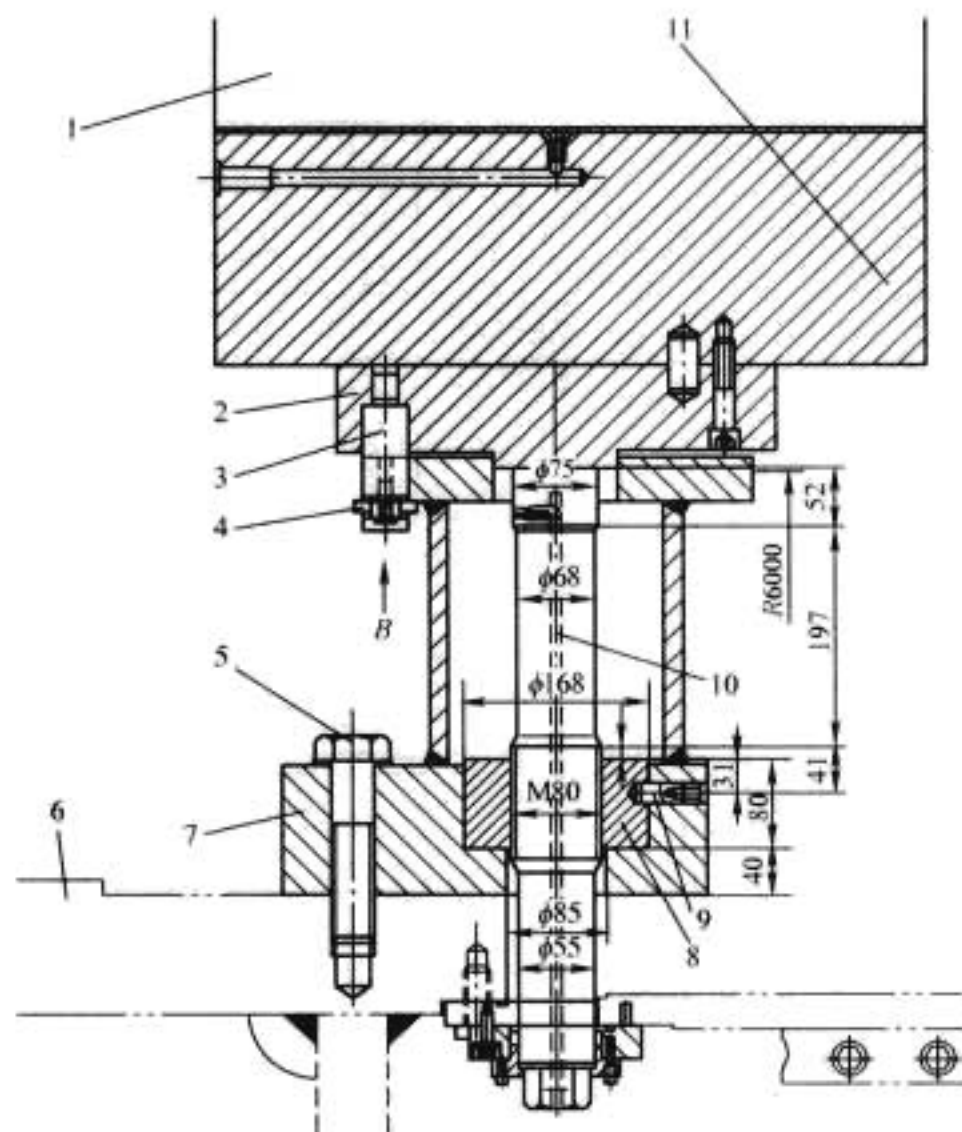


图 3.3-108 弹性支柱单托盘支撑

1—镜板；2—托盘；3—螺栓；4—锁片；5—螺栓 $\text{M}36 \times 160$ ；6—下机架；7—支撑架；8—螺母；9—销钉；10—弹性支柱；11—推力瓦

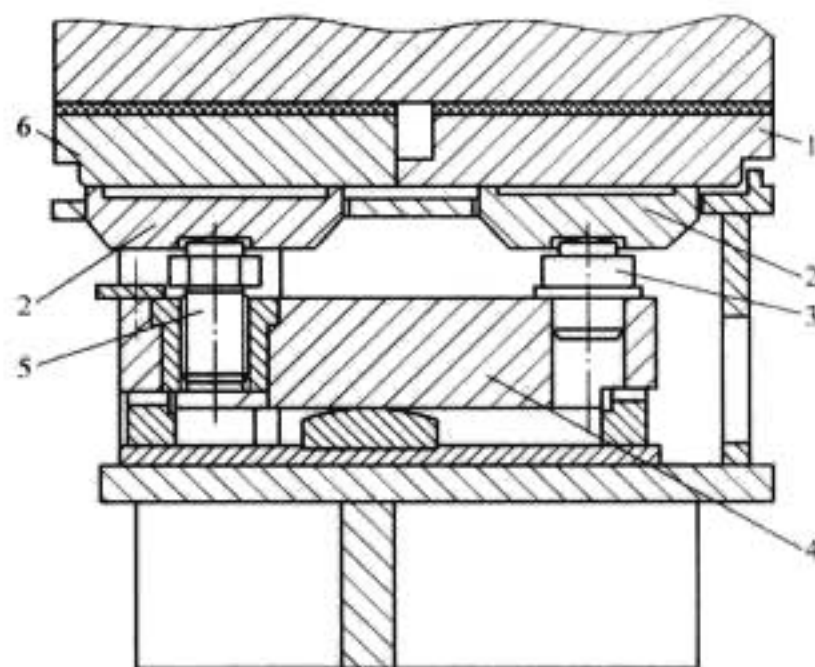


图 3.3-109 双排轴瓦结构

1—内排瓦；2—托盘；3—支柱；4—平衡梁；5—支柱螺栓；6—外排瓦

性比较严重，个别机组推力瓦最大受力与最小受力之差竟达全部推力瓦平均受力的 70% 。

4.1.5 弹性油箱支撑

无支柱螺栓弹性油箱支撑结构，见图 3.3-110，推力轴瓦直接放置在弹性油箱的顶面，各油箱用油管相连并充初始油压。运行时，各瓦之间的不均匀负荷通过弹性油箱的轴向变形及油压均衡，使各瓦受力均匀。在整个弹性油箱支撑结构装配和充油后，弹性油箱顶面进行精加工，使油箱顶面与底盘面间的高度公差控制在 0.05mm 以内。油箱顶面的刚度很大，能保持几乎不变形的平面状态，顶面支撑的外径可以大到与油箱外径相同，能使推力轴瓦的凸变形几乎完全消除，顶面内径可以小到足以防止轴瓦产生凹变形。油箱弯曲反力矩对偏心的影响仅为 1% ，因此，能让推力轴瓦灵活倾斜。轴瓦变形与同尺寸的单托盘支撑方式相当，而结构更简单，轴承高度小，已在葛洲坝 125MW 机组 30MN 级推力轴承上采用。

弹性油箱有四波纹、三波纹（图 3.3-111）和单波纹结

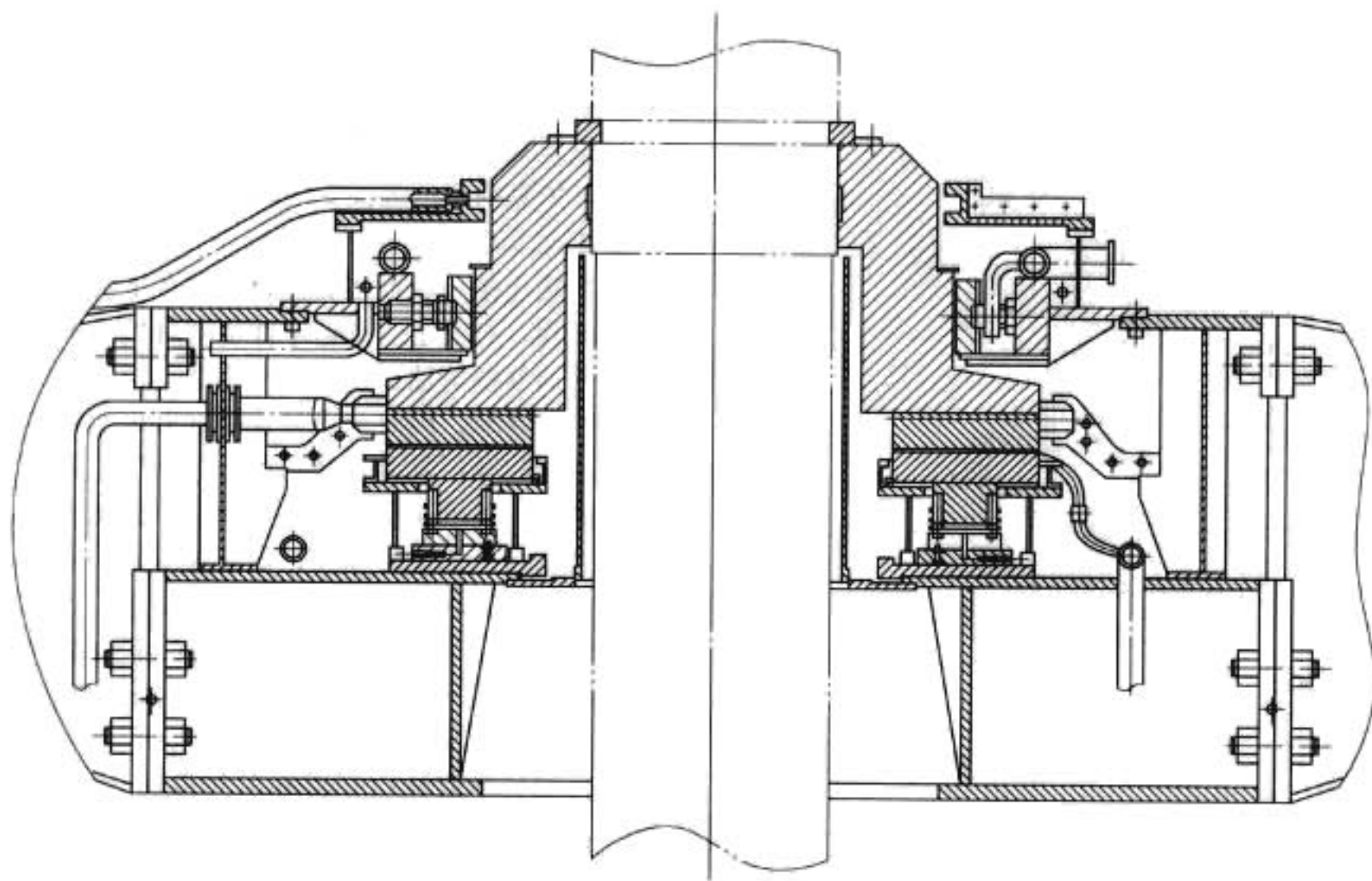


图 3.3-110 油箱支撑镜板泵外循环冷却推力轴承

构(图 3.3-112)。三波纹弹性油箱对油箱的材质和制造工艺要求较高,制造成本较高。而单波纹的结构较简单,可节省材料和加工工时,但弹性较多波纹的差。若提高调整精度,也可满足较高的均匀度要求,已在铜街子水电站机组 30MN 级推力轴承上采用。

弹性托盘支撑和弹性金属塑料瓦,则可形成最佳组合。瓦块的高程可以通过托盘下面的支柱螺栓方便地调节,适用于大推力负荷的大容量机组。

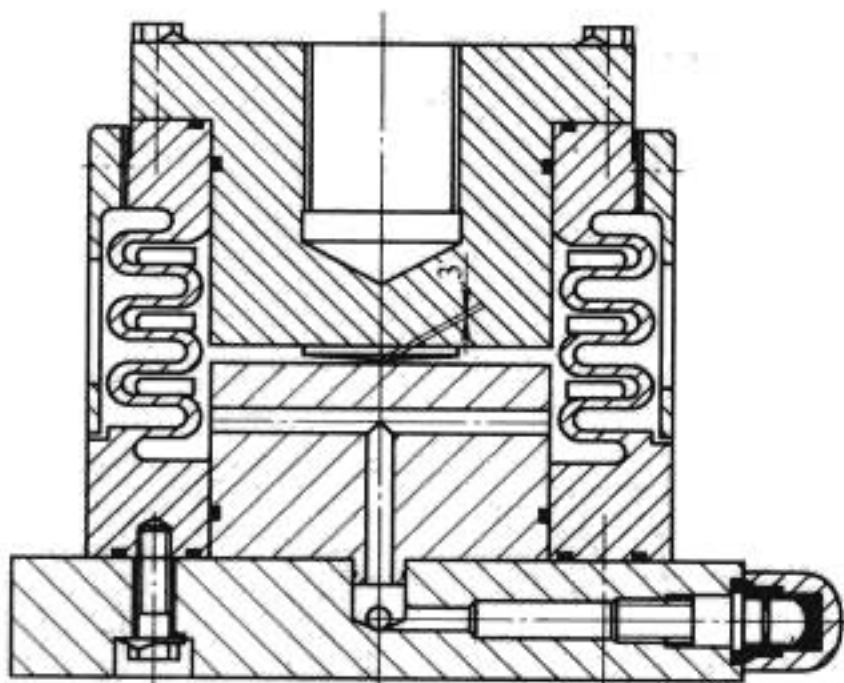


图 3.3-111 三波纹弹性油箱

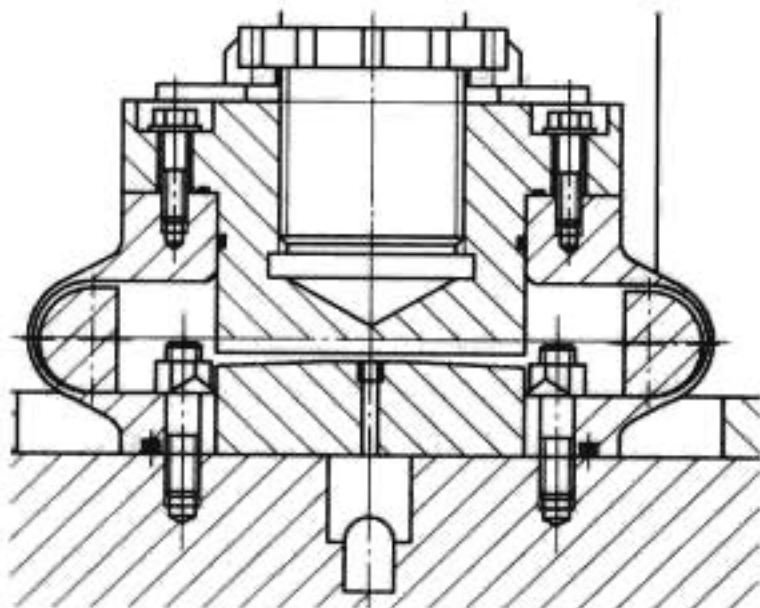


图 3.3-112 单波纹鼓形弹性油箱

图 3.3-113 所示为目前国内常用的一种弹性油箱支撑推力轴承,通常由轴瓦、支柱螺栓、弹性油箱、底盘、支铁、保护套、充油逆止阀、轴承座等部件组成。如果同时采用了

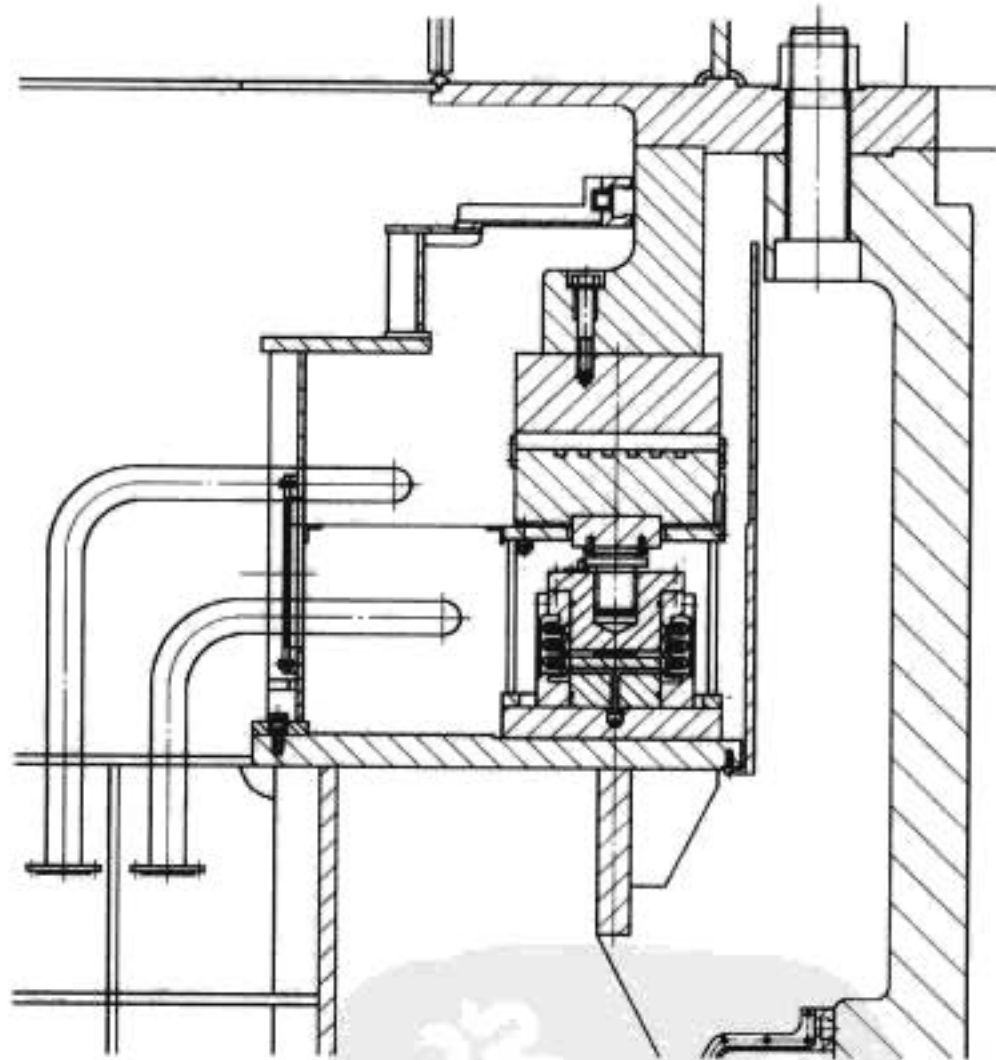


图 3.3-113 三波纹油箱支撑外加泵外循环冷却推力轴承

图 3.3-114 所示为国外介绍的一种弹性油箱支撑结构,分上、下两层油槽,用油管相连,以平衡负荷。这种结构的主要优点是:可减小镜板尺寸和轴承损耗;弹性油箱尺寸和瓦块面积小,便于制造;瓦变形小,有利于油循环冷却和形成油膜等。

4.1.6 平衡块式支柱支撑

推力瓦由互相搭接的铰支梁支撑,应用杠杆原理传递不均匀力,使各瓦负荷达到均匀,见图 3.3-115。对平衡块的材质要求比弹性油箱的低些,制造工艺也较简单。在试验中发现,平衡块的灵敏度随着转速的增高而有所降低。在运行时,由于限位销钉精度的影响,使压应力很高的铰支点

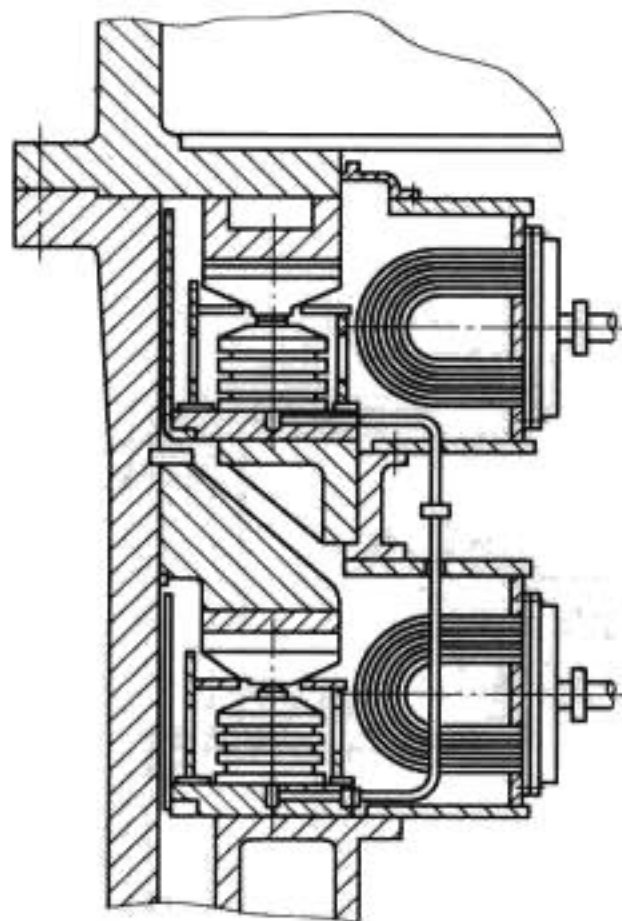


图 3.3-114 双层结构弹性油箱支撑推力轴承

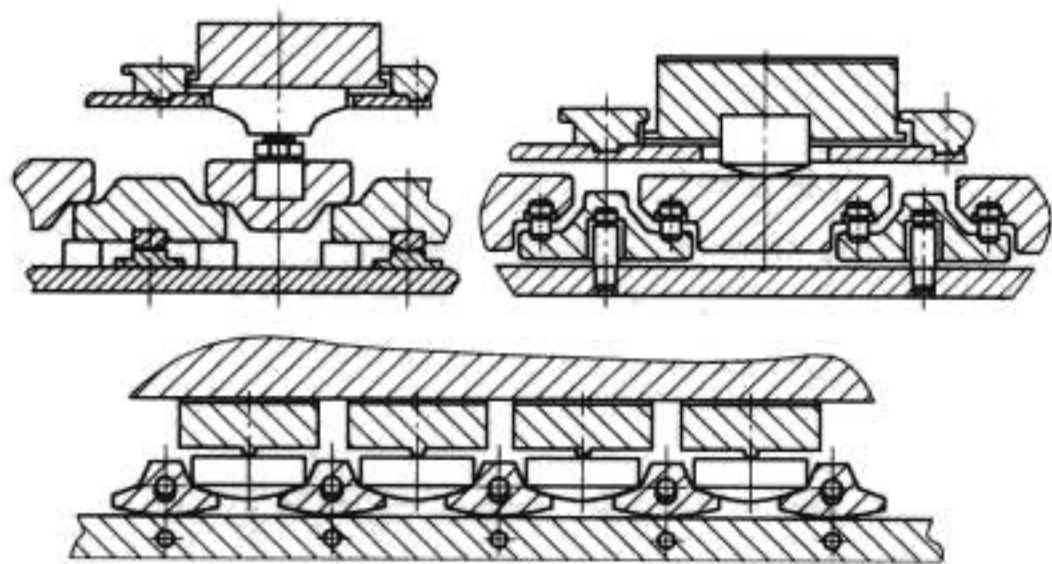


图 3.3-115 平衡块式支柱支撑的几种结构型式

(线) 出现滑动摩擦现象。这种结构在美国 Kingsbury 轴承公司的中、小型推力轴承上采用较多，国内葛洲坝水电站 170MW 机组 37MN 级推力轴承采用了该种结构。

4.1.7 弹性垫支撑

将轴瓦直接偏心放在弹性耐压耐油橡胶垫上，偏心度为 6%~9%，依靠垫的弹性变形吸收瓦的不均匀负荷，并使瓦倾斜形成动压承载油楔。弹性垫为扇形薄板，一般用 5mm 厚的耐油橡胶板制成，其几何尺寸比轴承瓦的略小，见图 3.3-116。国外有些弹簧垫是圆形的，承载面积较小，约为轴瓦面积的一半以下，装配时，将 3~4 片叠放在圆形槽内，见图 3.3-117。

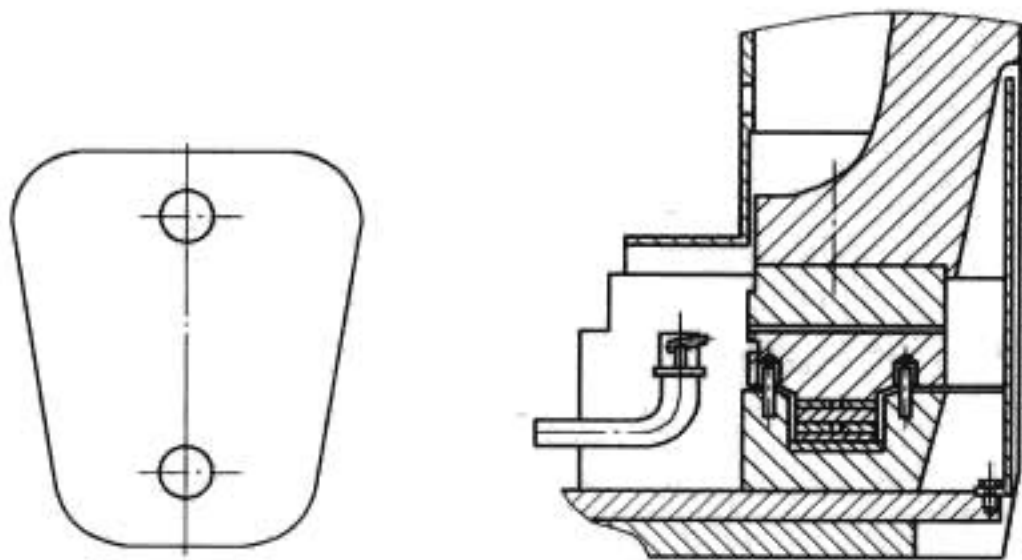


图 3.3-116 扇形弹性垫结构

图 3.3-117 弹性垫支撑推力轴承

扇形弹性垫结构已在推力负荷为 1275kN 的轴承上使用，单位压力达到 2.4MPa。弹性垫的主要优点是：安装维护简便；造价低廉；与同容量的刚性支柱球面点支撑结构相

比，轴承受力均匀，瓦变形较小，轴瓦温度分散度约 3℃。但由于材质的限制，只适用于小负荷推力轴承。

4.1.8 小弹簧群（束）支撑

轴承瓦偏心放置在一簇压缩弹簧上，偏心度为 8%~12%，依靠弹簧的弹性变形吸收瓦的不均匀负荷，并使瓦倾斜形成动压承载油楔，见图 3.3-118。推力头与转子支架中心体直接连接，轴承座底盘直接放在下机架上，大大缩短了机组高程，对机组运行稳定性也有好处。轴瓦受力后的凹变形能够部分抵消轴瓦和镜板的热凸变形，力凹变形能够动态适应热凸变形，因此，小弹簧群（束）支撑推力轴承的主承载区油膜较厚，具有较高的运行可靠性。另外，还具有支撑结构简单、轴承高度尺寸小、轴承承载能力大、温升高、轴承受力均匀、瓦变形较小、轴瓦温度分散度较小等特点。但弹簧的材质和制造工艺要求较高。美国大古力水电站推力负荷 46MN（4700t）、中国三峡水电站推力负荷 45MN（4600t）的推力轴承上采用了这种结构，是大、巨型机组大负荷推力轴承优先采用的支撑结构。

常用的弹簧结构有螺旋形和碟形，见图 3.3-119，单个碟形弹簧的承载能力可达 16kN。

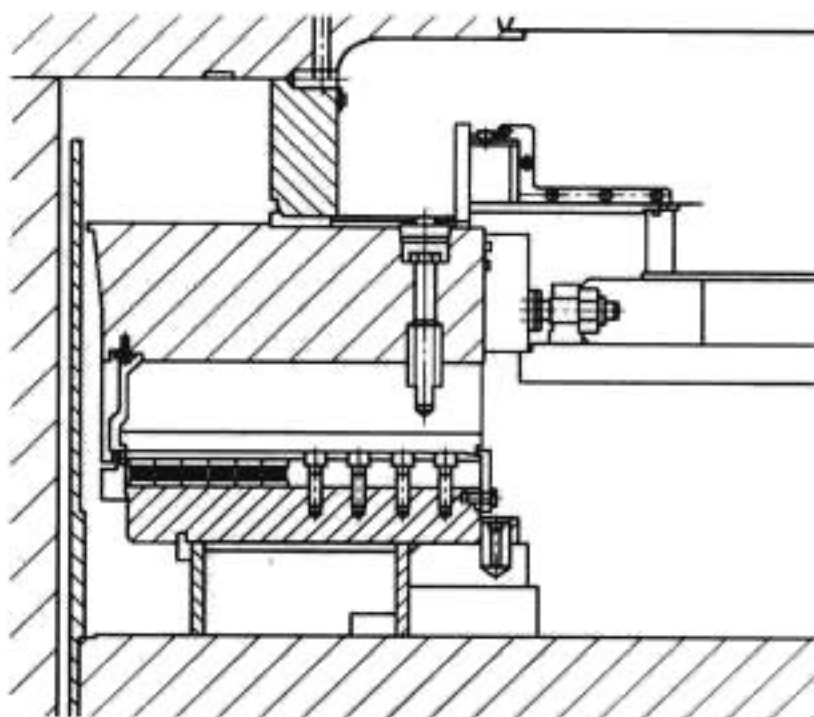


图 3.3-118 小弹簧群（束）支撑推力轴承

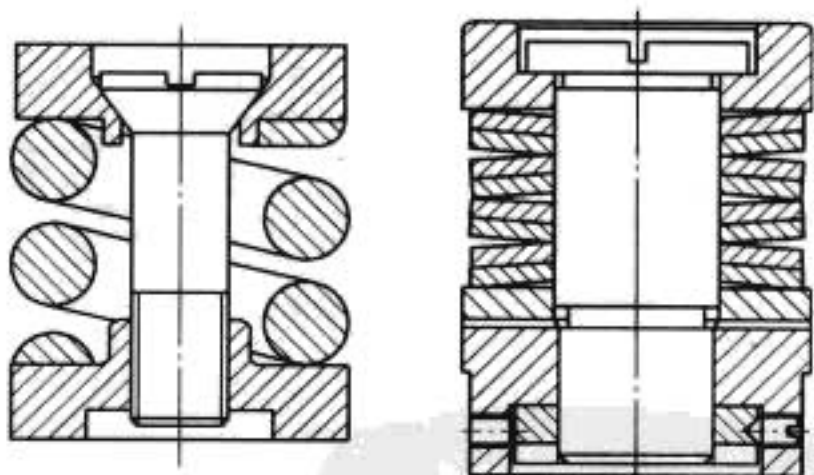


图 3.3-119 螺旋形和碟形弹簧

4.1.9 活塞支撑

每块轴瓦放在一个油缸的活塞上，油缸内充油并与油管相连。各瓦之间的不均匀负荷，通过活塞的位移、油压传递，使之达到均匀。其作用原理与无支柱螺栓弹性油箱支撑相似，但制造工艺较简单，见图 3.3-120。这种结构要求油缸与活塞之间可靠密封，并配备一套漏油监控与再充油装置。

在油缸的分支管上装有压力表，可以测量在不同的导叶开度时机组转动部分产生的推力，为设计人员提供正确的经验数据。

意大利的制造厂自 1955 年以来，已制造多台这种结构

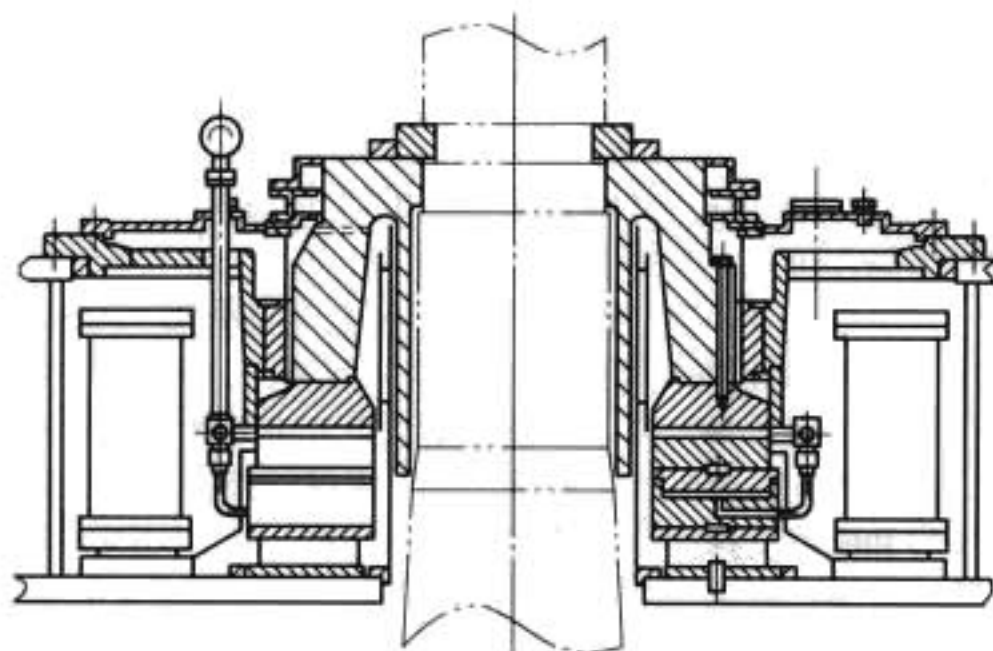


图 3.3-120 活塞式支撑推力轴承

的推力轴承，并投入运行，其中 Jupia 电站 12 台推力轴承的负荷达 22.5MN，长期运行经验证明是可靠的。

4.1.10 弹性圆盘支撑

轴瓦由两个相对组合在一起的弹性圆盘支撑，上弹性盘固定在轴瓦下，下弹性盘放在加工出凹槽的机架上，圆盘的球形曲面可使轴瓦自由偏转，以形成楔形油膜。轴瓦变形与单托盘支撑方式相当，圆盘的弹性变形可吸收瓦块之间的不均匀负荷，但均衡瓦块之间负荷的能力不如三波纹弹性油箱和小弹簧群（束）支撑。图 3.3-121 所示是一种结构简单、性能较好的支撑结构，可以有效地降低推力轴承的高度，特别适合单块瓦推力负荷在 1250kN 以下的方形巴氏合金瓦推力轴承。这在德国西门子公司和日本富士公司已形成系列，但其材质和单件加工精度要求较高，使用材料的强度极限达 1300~1700MPa。

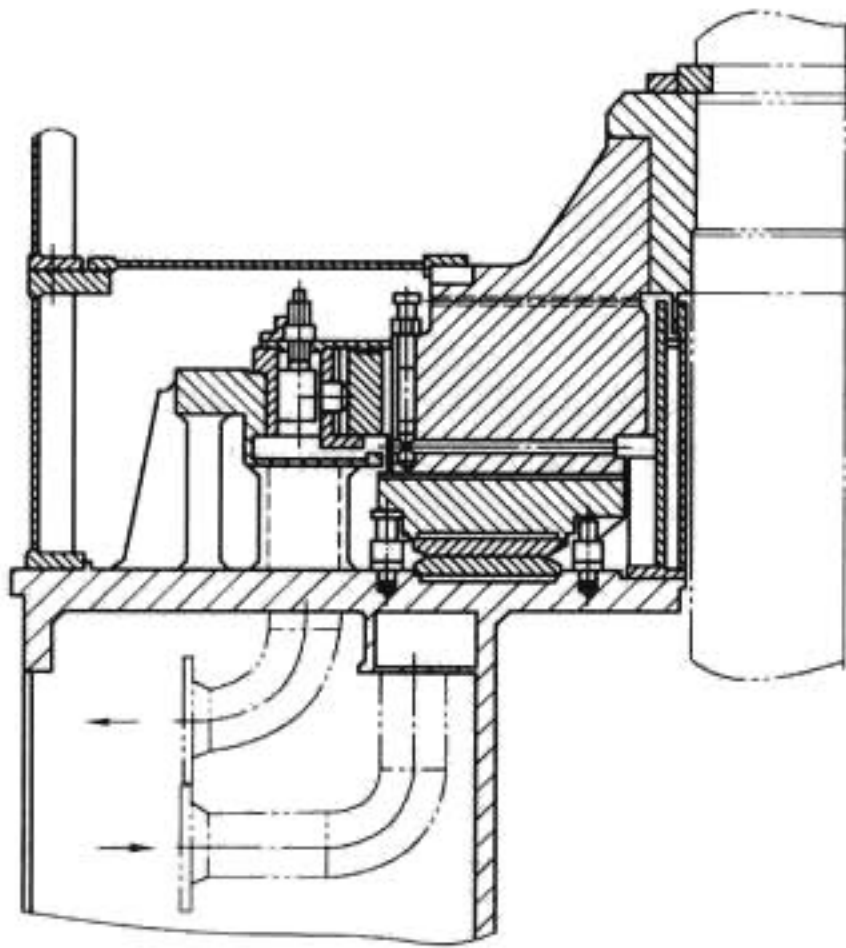


图 3.3-121 弹性圆盘式支撑推力轴承

4.1.11 双托盘弹性梁支撑

图 3.3-122 所示是日本日立公司生产的推力轴承结构，推力轴瓦由两个托盘支撑，两个托盘放置在一根弹性梁的两端，或者交错放置在相邻两弹性梁的端部，前块瓦的外托盘和后块瓦的内托盘放置在同一根弹性梁上。利用弹性梁的变形吸收各瓦之间的不均匀负荷，特别适合径向尺寸大、形状细长的轴瓦。满负荷时，弹性梁的变形近似 1mm，推力瓦面的高程差要求在 0.09mm 以内，安装时用垫片来调整，以使各推力瓦受力的误差不超过 10%。这种支撑结构对推力轴承零部件加工精度要求较高，厚度偏差控制在 0.03mm 以

下，弹性梁的材质要求抗拉强度极限达 1000MPa。

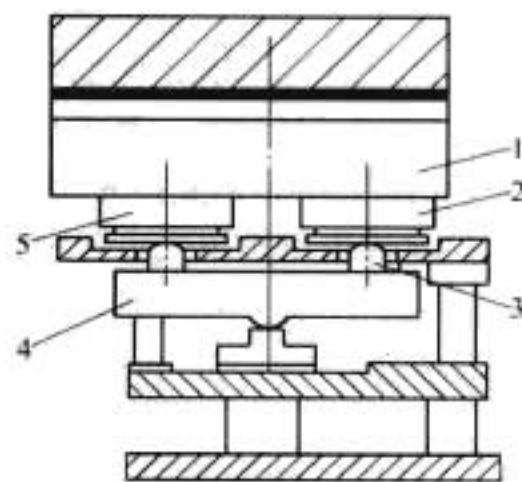


图 3.3-122 双托盘弹性梁支撑推力轴承

1—轴瓦；2—内托盘；3—支柱；4—平衡梁；5—外托盘

水口电厂 200MW 机组 40.2MN (4100t) 推力轴承，采用两个托盘放置在一根弹性梁的结构，已有多台投入正常运行。古里 II 电站 700MW 机组 26.1MN (2660t) 推力轴承，采用两个托盘交错放置在相邻两弹性梁的结构，外径为 4200mm，内径为 3100mm。

4.1.12 弹性小支柱支撑

20 世纪 70 年代，原 ABB 公司为研制巴西依泰普水电站发电机组 46MN (4700t) 的推力轴承，开发了图 3.3-123 所示的弹性小支柱支撑结构。在这种轴承的推力瓦和托瓦之间，布置了一系列直径不等的弹性小支柱，小支柱可使托瓦的温度远低于推力瓦的温度，所以很厚的托瓦几乎没有热变形。尽管很薄的推力瓦有很大的温度梯度，但又厚、刚度又大的托瓦可使推力瓦几乎保持为平面。选择小支柱的不同直径，可以补偿推力瓦弹性变形和热变形，还可补偿镜板的大部分变形。

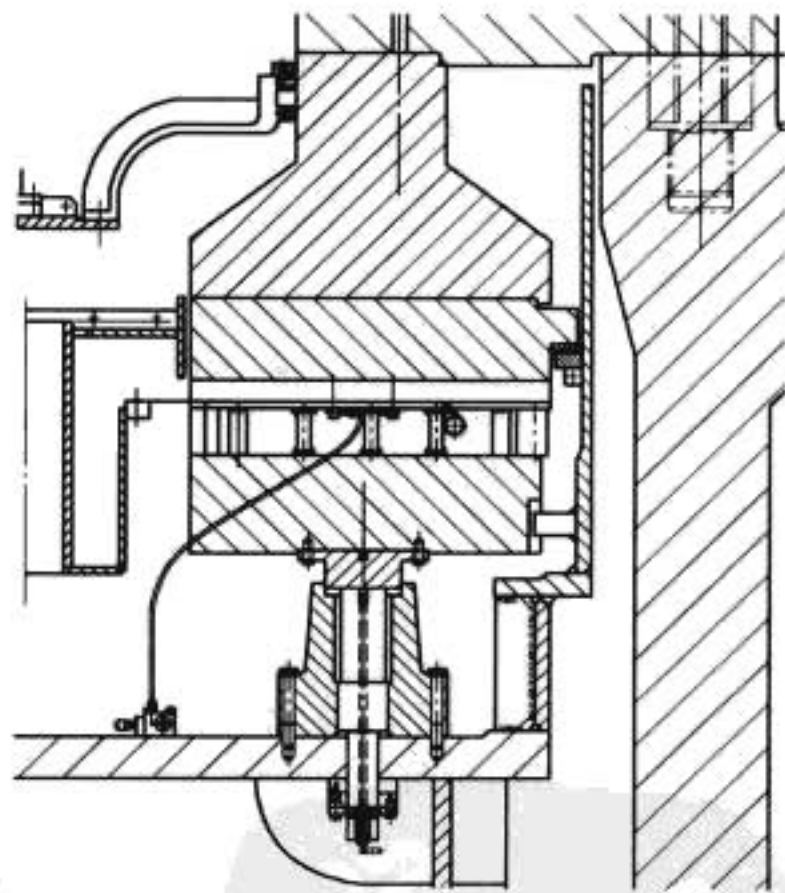


图 3.3-123 弹性小支柱支撑推力轴承

在托瓦底部有一小托瓦，轴瓦通过托瓦支撑在一个长支柱上面，长支柱可以通过螺纹调整高程和瓦上的负荷，长支柱增加了轴承座上支撑结构的弹性。在支柱中心加工有细长的小孔，用于安装检测瓦受力的细长杆以检测支柱的压缩量。通过测量单块瓦受力和仔细调整支柱螺栓，可实现各瓦受力均衡。

ALSTOM 公司在中国三峡电站推力负荷 55MN (5600t) 的推力轴承上采用了此种结构。此种结构也是大、巨型机组大负荷推力轴承可选择的支撑结构之一。

4.1.13 四线托块弹性梁支撑

图 3.3-124 所示是西屋公司设计制造的推力轴承结构。

推力轴瓦由两个托块支撑，两个托块放置在一根弹性梁的两端，每个托块顶面有两根支撑线，并可绕底面的支撑线灵活摆动。利用弹性梁的变形吸收各瓦之间的不均匀负荷，特别适合径向尺寸大、形状细长的轴瓦。其零部件加工精度和弹性梁的材质要求与双托盘弹性梁支撑相似。1975年，大古力Ⅲ水电站 600MW 水轮发电机组推力轴承采用了这种支撑结构，推力负荷 40MN (4050t)，外径为 4064mm，内径为 2896mm，20 块瓦。

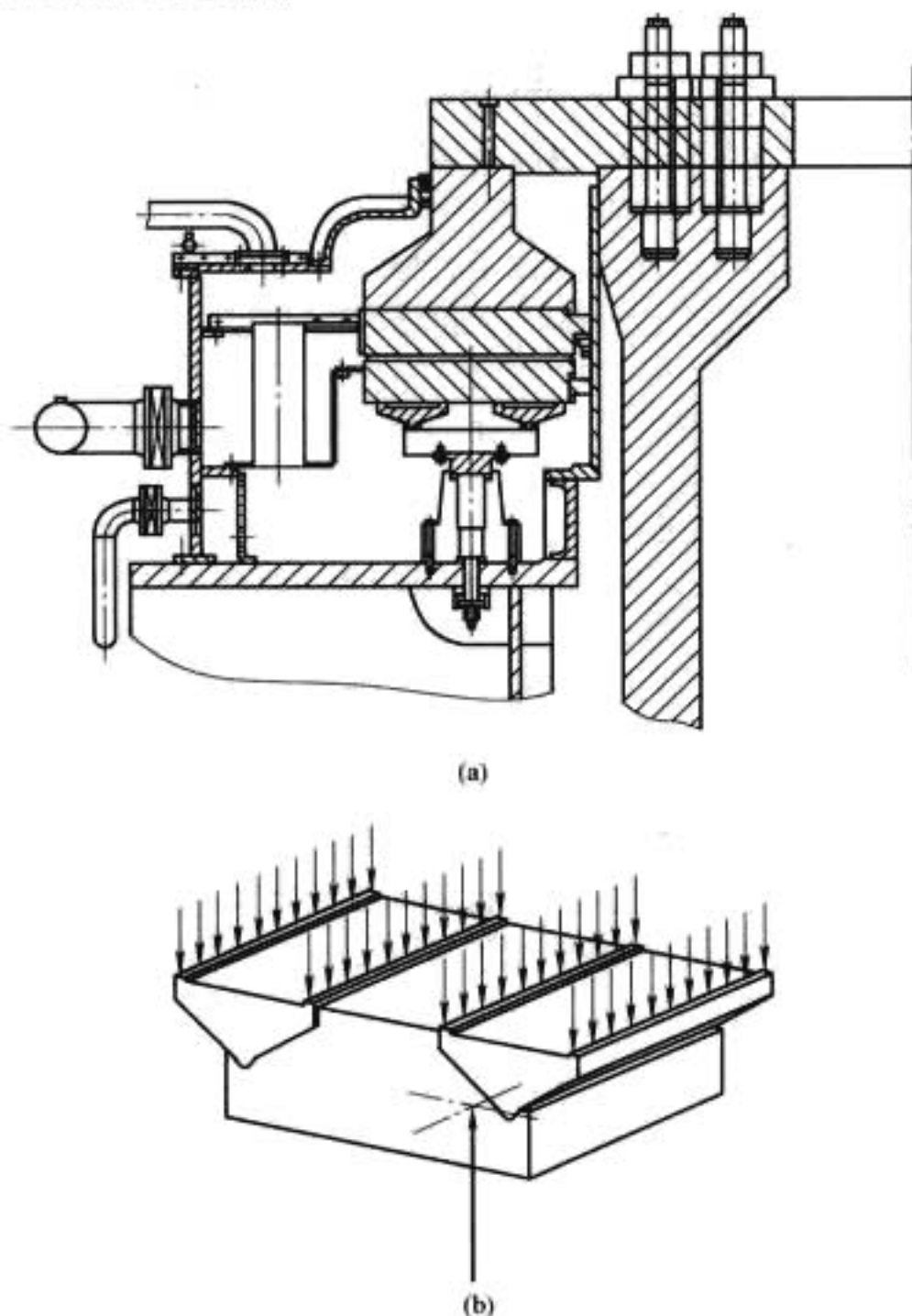


图 3.3-124 四线托块弹性梁支撑推力轴承
(a) 四线托块弹性梁支撑；(b) 四线托块受力情况

4.2 扇形瓦推力轴承润滑计算

根据给定的推力负荷和转速，计算确定推力轴承的主要尺寸，如扇形瓦的块数、内外径、长宽比、支撑位置及轴承的其他结构部件尺寸，预估轴承瓦温、损耗、油膜厚度等。推力轴承的主要计算尺寸，见图 3.3-125。

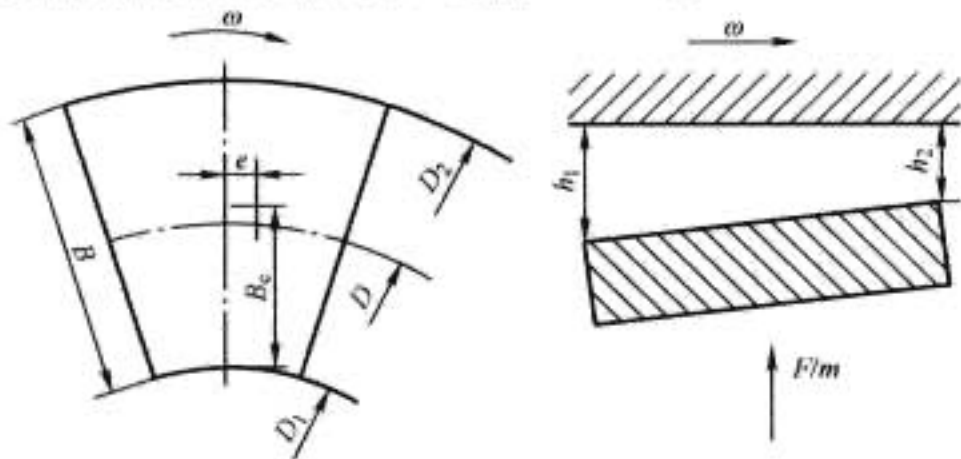


图 3.3-125 推力轴承的主要计算尺寸

4.2.1 轴承基本参数选择

- (1) 额定转速， n_N (r/min)。
- (2) 推力轴承总载荷， F (N)。
- (3) 轴瓦内径，由结构设计确定， D_1 (m)。

(4) 轴瓦外径

$$D_2 = \sqrt{\frac{4F}{\pi p_m \phi}} + D_1^2 \quad (\text{m})$$

式中： p_m 为比压，即轴瓦单位面积的平均油膜压力，Pa； ϕ 为轴瓦填充系数，一般取 0.75~0.9。

对于支撑结构的弹性较好、各瓦受力不均匀度小于 5%、瓦面变形控制较好的推力轴承，可取 $p_m = 4 \sim 6 \text{ MPa}$ ，如弹性支柱单托盘支撑、弹性油箱支撑、小弹簧群（束）支撑、双托盘弹性梁支撑、弹性小支柱支撑的推力轴撑。对于正反转和刚性支撑的小负荷推力轴承，取 $p_m = 4 \text{ MPa}$ 左右。

(5) 轴瓦宽度

$$B = \frac{D_2 - D_1}{2} \quad (\text{m})$$

(6) 轴瓦数

$$m = \frac{\pi (D_2 - B) \phi}{KB} \quad (\text{取整数值})$$

式中： $K = L/B$ 为轴瓦长度与宽度的比值，一般取 0.6~1.0，按润滑计算结果进行调整。单托盘支撑方式的巴氏合金瓦轴承取 0.75~0.85 为佳，而长条形瓦块的巴氏合金瓦轴承应该采用双托盘支撑、小弹簧群（束）支撑、弹性小支柱支撑等方式，弹性金属塑料瓦可比巴氏合金瓦细长些。

(7) 轴瓦圆心角

$$\alpha = \frac{2KB}{\pi (D_1 + D_2)} \times 360^\circ$$

(8) 轴瓦径向支撑位置：

支撑直径

$$D_c = \frac{2}{3} \frac{D_2^3 - D_1^3}{D_2^2 - D_1^2} \quad (\text{m})$$

径向偏心

$$B_c = \frac{D_c - D_1}{2} \quad (\text{m})$$

径向偏心率

$$\bar{R} = \frac{B_c}{B}$$

径向偏心率通常取 $\bar{R} = 0.50 \sim 0.54$ 。长宽比 K 值小，或者平均线速度 v_m 值小，则 \bar{R} 取较大值；反之，长宽比 K 值大，或者平均线速度 v_m 值大，则 \bar{R} 取较小值。

周向偏心率

$$\bar{X} = 0.50 + \frac{e}{L}$$

单向旋转推力轴承的周向偏心一般取 $e = (0.06 \sim 0.13)L$ 。长宽比 K 值大，或者平均线速度 v_m 值小，或者瓦变形小，则 e 取较大值；反之，长宽比 K 值小，或者平均线速度 v_m 值大，或者瓦变形大，则 e 取较小值。弹性金属塑料瓦周向偏心一般取 $e = (0.05 \sim 0.10)L$ 。

双向旋转推力轴承的周向偏心率取 $\bar{X} = 0.50$ 。

(9) 平均直径

$$D_m = \frac{(D_1 + D_2)}{2} \quad (\text{m})$$

(10) 轴瓦名义长度

$$L = \frac{\pi D_m \alpha}{360} \quad (\text{m})$$

(11) 长宽比

$$K = \frac{L}{B}$$

(12) 单块轴瓦面积

$$A = LB \quad (\text{m}^2)$$

(13) 比压

$$p_m = \frac{F}{mA} \quad (\text{Pa})$$

(14) 平均线速度

$$v_m = \frac{\pi D_m n_N}{60} \quad (\text{m/s})$$

4.2.2 润滑计算简化公式

进行扇形瓦推力轴承的初步设计，一般采用简化计算方法。下面介绍按古典流体力学理论用算子分离法导出的润滑计算简化公式。

(1) 收敛比：

$$\beta = 466.03 \bar{X}^3 - 623.06 \bar{X}^2 + 273.69 \bar{X} - 38.826$$

(2) 计算系数：

满足流量连续条件的改进解

$$n = 2\sqrt{3}/K$$

无量纲最高油膜压力

$$\bar{p}_{\max} = \frac{\beta}{4(1+\beta)(2+\beta)} \left[\frac{2(e^{0.5n} - e^{1.5n})}{e^{2n} - 1} + 1 \right]$$

承载能力系数

$$\bar{W} = \frac{1}{\beta^2} \left[\ln(1+\beta) - \frac{2\beta}{2+\beta} \right] \left[1 - \frac{2(e^n - 1)}{n(e^n + 1)} \right]$$

流量系数

$$\bar{Q} = 1 + 0.5\beta + \frac{\beta^2}{2+\beta} \left[0.5 - \frac{e^n - 1}{n(e^n + 1)} \right]$$

油膜摩擦损耗系数

$$\bar{P} = \frac{\ln(1+\beta)}{\beta} + \frac{3}{\beta} \left[\ln(1+\beta) - \frac{2\beta}{2+\beta} \right] \left[1 - \frac{2(e^n - 1)}{n(e^n + 1)} \right]$$

(3) 润滑油。油的黏度对轴承润滑性能有很大影响，水轮发电机组轴承一般采用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮机油。对于高速水轮发电机组 ($n_N > 375\text{r/min}$) 宜选用黏度小的 L-TSA32 润滑油，以减小轴承损耗；对于中、低速水轮发电机组选用 L-TSA46 润滑油。当转速很低 ($n_N < 71.5\text{r/min}$)、推力负荷又较大时，可考虑选用黏度大的 L-TSA68 润滑油。常用润滑油的密度、运动黏度（动力黏度与密度之比）、普朗特准则数与温度的关系分别见图 3.3-126~图 3.3-128。

选用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮机油，可近似取：

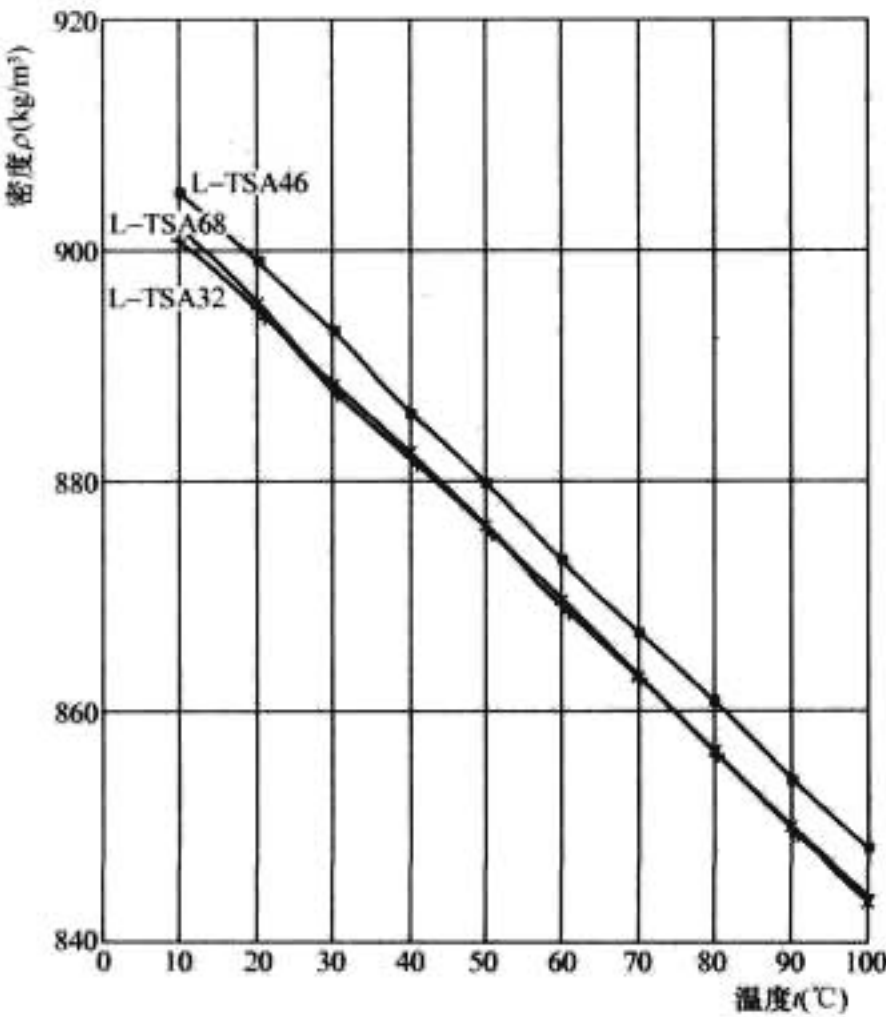


图 3.3-126 润滑油的密度与温度特性

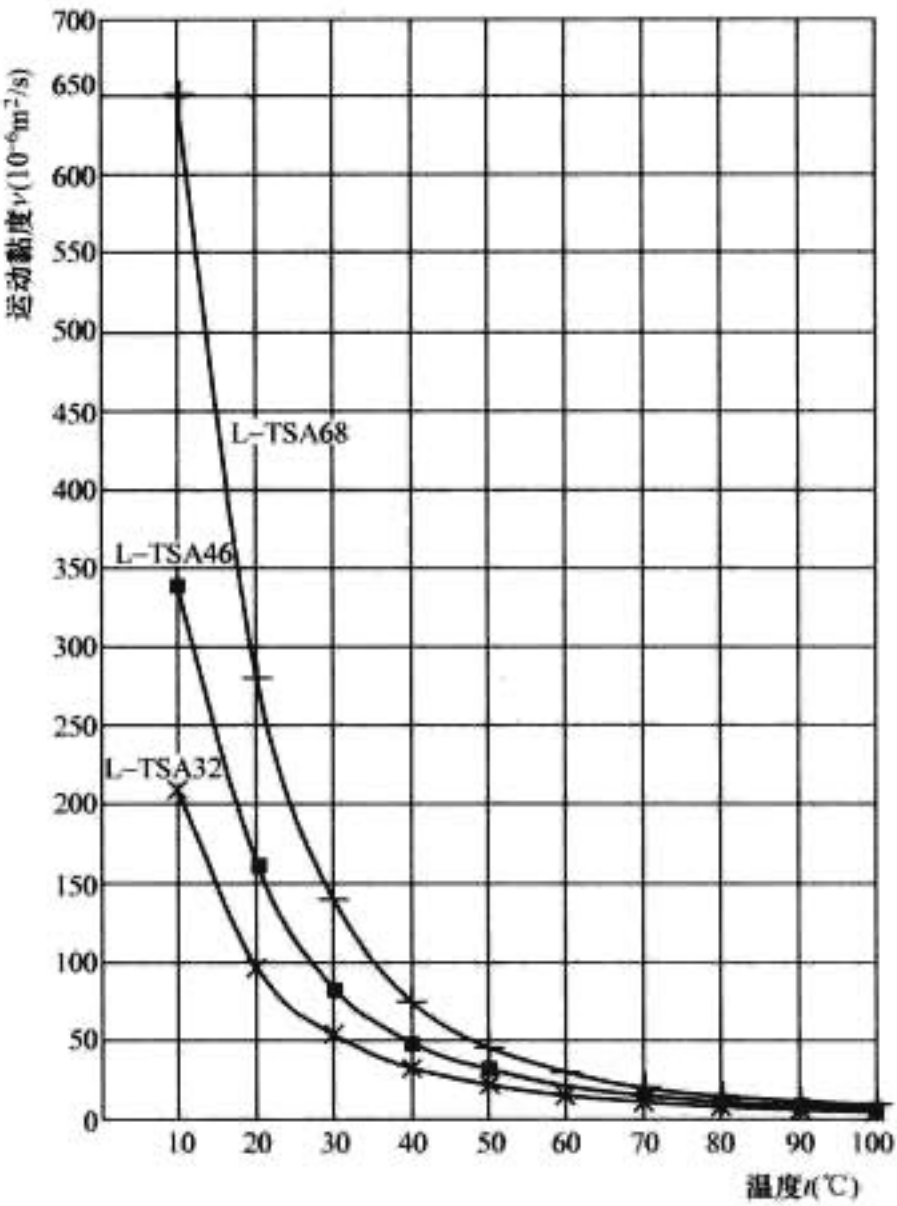


图 3.3-127 润滑油的运动黏度与温度特性

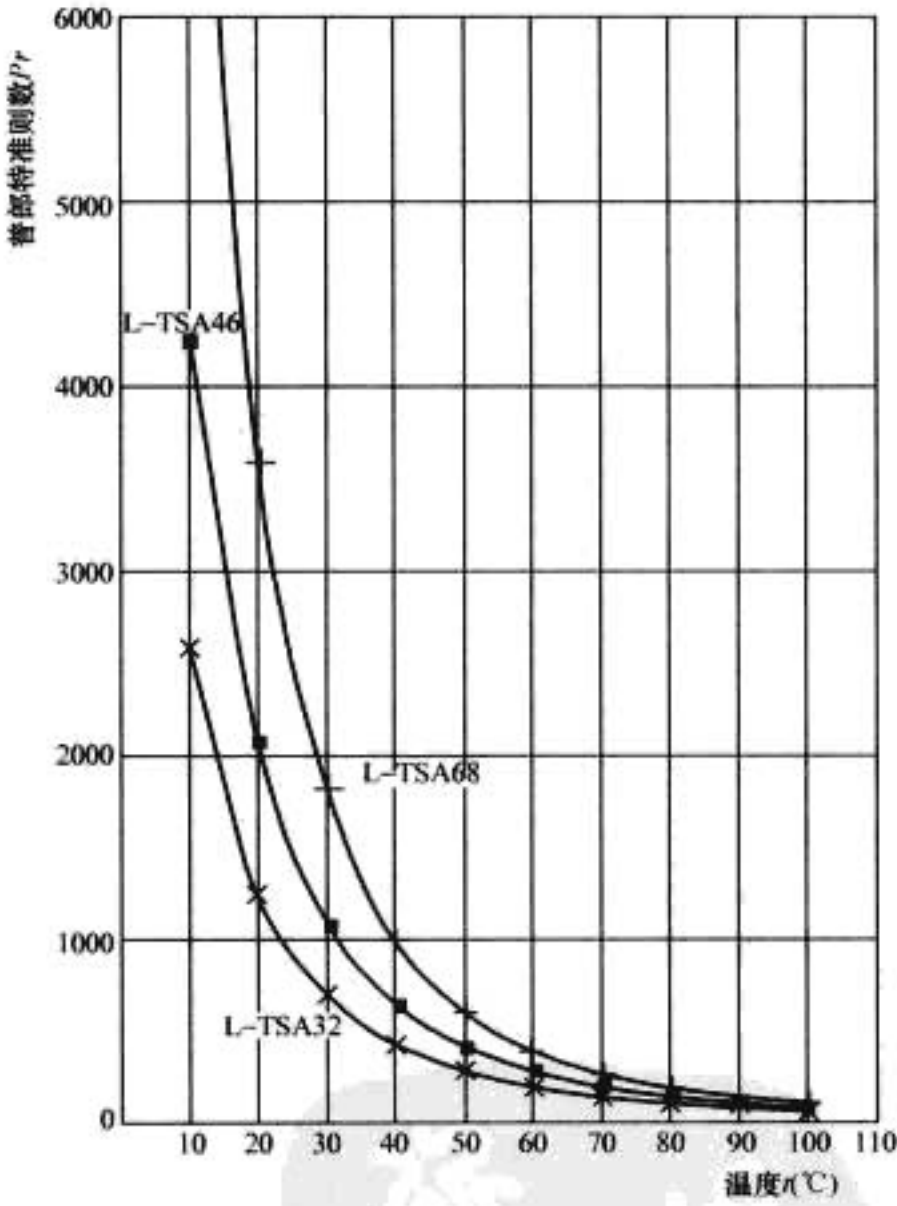


图 3.3-128 润滑油的普朗特准则数与温度特性

比热容

$$c_p = 1900 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$$

密度

$$\rho = 886 \text{ kg/m}^3$$

或者

$$\rho c_p = 1.610 \times 10^6 + 2075t - 2.3t^2$$

L-TSA32 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\,090\,837\,224\,e^{702.6/(t+82)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

L-TSA46 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\,053\,234\,089\,e^{887.5/(t+93)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

L-TSA68 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\ 066\ 227\ 934\ e^{855.6/(t+85)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

(4) 轴瓦的进油温度。通常按瓦间平均油温取为

$$t_0 = 30 \sim 40^\circ\text{C}$$

(5) 油流过轴瓦后的温升初步取为

$$\Delta t_1 = 5.5 \times 10^{-6} p_m \quad (\text{K})$$

(6) 油的平均工作温度

$$t = t_0 + \Delta t_1 \quad (^\circ\text{C})$$

(7) 油的平均动力黏度。按润滑油相应的公式计算温度 t 下的动力黏度 η , $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

(8) 轴瓦出口边的最小油膜厚度

$$h_m = \sqrt{\left(\frac{6\eta v_m L}{p_m}\right) \bar{W}} \quad (\text{m})$$

应满足 $h_m \geq 0.030\text{mm}$

(9) 油膜摩擦功耗

$$P_1 = \left(\frac{\eta v_m^2 L B}{h_m}\right) \bar{P} \quad (\text{W})$$

(10) 最高油膜压力

$$p_{\max} = \left(\frac{6\eta v_m L}{h_m^2}\right) \bar{p}_{\max} \quad (\text{Pa})$$

(11) 每块瓦的耗油量

$$Q = \left(\frac{v_m h_m B}{2}\right) \bar{Q} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

(12) 油流过轴瓦后的平均温升

$$\Delta t = \frac{P_1}{Q c_p \rho} \quad (\text{K})$$

校验 $\Delta t_1 - \Delta t \leq \pm 0.5\text{K}$

否则, 按照 Δt 修正 Δt_1 , 重新计算步骤 (6) ~ (12)。

(13) 推力轴承的总损耗。轴瓦采用浸泡润滑时, 轴承总损耗包括油膜内的摩擦功耗 P_1 和油槽内的搅动损耗 P_2 。轴瓦未浸泡而采用直接进油润滑时, 轴承损耗只包含油膜内的摩擦功耗 P_1 。

油槽内的搅动损耗

$$P_2 = \omega_N^2 \eta_0^{0.5} [(D_2^4 - D_1^4)(0.06 m \alpha_j^{0.5} + 1.78) + 12.5(D_2^3 + D_1^3)H_j] \quad (\text{W})$$

式中: $\omega_N = 2\pi n_N/60$ 为角速度, rad/s ; η_0 为进油温度 t_0 下的动力黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; $\alpha_j = 360/(m - \alpha)$, 为瓦间圆心角, $(^\circ)$; H_j 为推力镜板的浸油深度, m , 典型值 $H_j = 0.5B$ 。

(14) 瓦块最高温度和 RTD 瓦温:

瓦块最高温度

$$T_{\max} = t_0 + \Delta t \times 0.5 + 1.353 \times 10^{-5} \frac{K p_m}{1 + S_1} \cdot \frac{P_{ec}}{1 + P_{ec}}$$

RTD 瓦温

$$T_{\text{RTD}} = t_0 + \Delta t \times 0.5 + 1.353 \times 10^{-5} \frac{K p_m}{1 + S_1} \cdot \frac{P_{ec}}{1 + P_{ec}} \times 0.85$$

式中: $S_1 = 3.792\ 6\psi^3 - 5.546\ 7\psi^2 + 1.813\ 3\psi + 0.28$; P_{ec} 为 Peclet 数, $P_{ec} = 35.41 \times 10^6 v_m h_m^2/L$ 。

4.2.3 轴瓦变形简化计算公式

(1) 瓦块力变形径向挠度

$$\delta_{r1\max} = C_1 \frac{P_m B^4}{E H_1^3} + C_2 \frac{P_m B^2}{E H_1}$$

式中: H_1 为单层瓦的推力瓦厚度或者双层瓦的托瓦厚度, m ; E 为材料的弹性模量, $E = 2.01 \times 10^{11}\text{Pa}$; C_1 、 C_2 为系数。

1) 球面点支撑、单圆环支撑方式

$$C_1 = 0.087\ 156 K_d^2 \ln K_d - 0.112\ 46 K_d^2 + 0.049\ 59$$

$$C_2 = -0.474\ 46 \ln K_d - 0.355\ 84$$

$$K_d = D_{JZ}/B$$

式中: D_{JZ} 为支撑圆环的平均直径或者支撑接触圆直径, m 。

2) 小弹簧群(束)支撑方式

$$C_1 = \frac{59}{320} - \frac{3K_d}{16} - \frac{1}{32K_d} + \frac{1}{32K_d} (1 - K_d)^4 - \frac{K_d^3}{32}$$

$$C_2 = 0$$

$$K_d = B_{JS}/B$$

式中: B_{JS} 为径向截面的弹簧布置宽度, m 。

(2) 瓦块力变形周向挠度

$$\delta_{\theta 1\max} = C_1 \frac{P_m L^4}{E H_1^3} + C_2 \frac{P_m L^2}{E H_1}$$

式中: C_1 、 C_2 为系数。

1) 球面点支撑、单圆环支撑方式

$$C_1 = 0.087\ 156 K_d^2 \ln K_d - 0.112\ 46 K_d^2 + 0.049\ 59$$

$$C_2 = -0.474\ 46 \ln K_d - 0.355\ 84$$

$$K_d = D_{JZ}/L$$

2) 小弹簧群(束)支撑方式

$$C_1 = \frac{59}{320} - \frac{3K_d}{16} - \frac{1}{32K_d} + \frac{1}{32K_d} (1 - K_d)^4 - \frac{K_d^3}{32}$$

$$C_2 = 0$$

$$K_d = D_{JZ}/L$$

式中: D_{JZ} 为平均半径上的弹簧布置宽度, m 。

(3) 瓦块热变形径向挠度

$$\delta_{r2\max} = \alpha \frac{B^2}{16 H_1} (T_{\text{RTD}} - T_0) + 0.6 \alpha \frac{H_1}{4} (T_{\text{RTD}} - T_0)$$

式中: α 为材料的热膨胀系数, 常取 $\alpha = 1.1 \times 10^{-5}$ 。

(4) 瓦块热变形周向挠度

$$\delta_{\theta 2\max} = \alpha \frac{L^2}{16 H_1} (T_{\text{RTD}} - T_0) + 0.6 \alpha \frac{H_1}{4} (T_{\text{RTD}} - T_0)$$

(5) 镜板热变形径向挠度

$$\delta_{J2\max} = 0.6 \alpha \frac{H_1}{4} (T_{\text{RTD}} - T_0)$$

4.2.4 三维热弹流仿真计算简介

国内企业已经开发出推力轴承三维热弹流仿真计算软件系统, 针对常用的球面点、单圆环、双圆环、小弹簧群(束)、弹性小支柱等支撑方式, 可以对推力轴承的运行性能进行较精确地计算。如对三维油膜的温度场、压力场、厚度、瓦块、镜板、推力头的三维温度场和热弹变形, 油槽油温、油速等进行全耦合计算分析, 以选取最佳润滑参数, 实现轴承的可靠运行。

(1) 油膜速度。

三维油膜内各点的周向速度为

$$u = \frac{\partial p}{r \partial \theta} (F_2 + H_E F_1) - \frac{r^2 \beta}{A_1} F_1 + r$$

式中: r 为极径; θ 为极角; p 为油膜压力。

三维油膜内各点的径向速度为

$$\omega = \frac{\partial p}{\partial r} (F_2 + H_E F_1)$$

式中: $F_1 = \int_0^y \frac{dy}{\eta}$; $F_2 = \int_0^y \frac{y dy}{\eta}$; $H_E = \beta h - h - \frac{A_2}{A_1} \beta$; $A_1 = \int_0^h \frac{dy}{\eta}$; $A_2 = \int_0^h \frac{y dy}{\eta}$; h 为油膜厚度; η 为油动力黏度; ω 为角速度。

由连续性方程可以求出油膜厚度方向的速度分量 v 。试验证实, 透平油与钨金瓦面没有相对滑移, $\beta = 1$; 透平油与弹性金属塑料瓦接触界面存在相对滑移, $\beta < 1$ 。

(2) 三维油膜的压力分布

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{r \partial \theta} \left[\frac{\partial p}{\partial \theta} (B_2 + H_E B_1) \right] + \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} (B_2 + H_E B_1) \right] \\ & = r \beta \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{B_1}{A_1} \right) - r \rho \frac{\partial h}{\partial \theta} + \left[\frac{\partial p}{r \partial \theta} (A_2 - h A_1) + r \right] (1 - \beta) \rho \frac{\partial h}{\partial \theta} + \end{aligned}$$

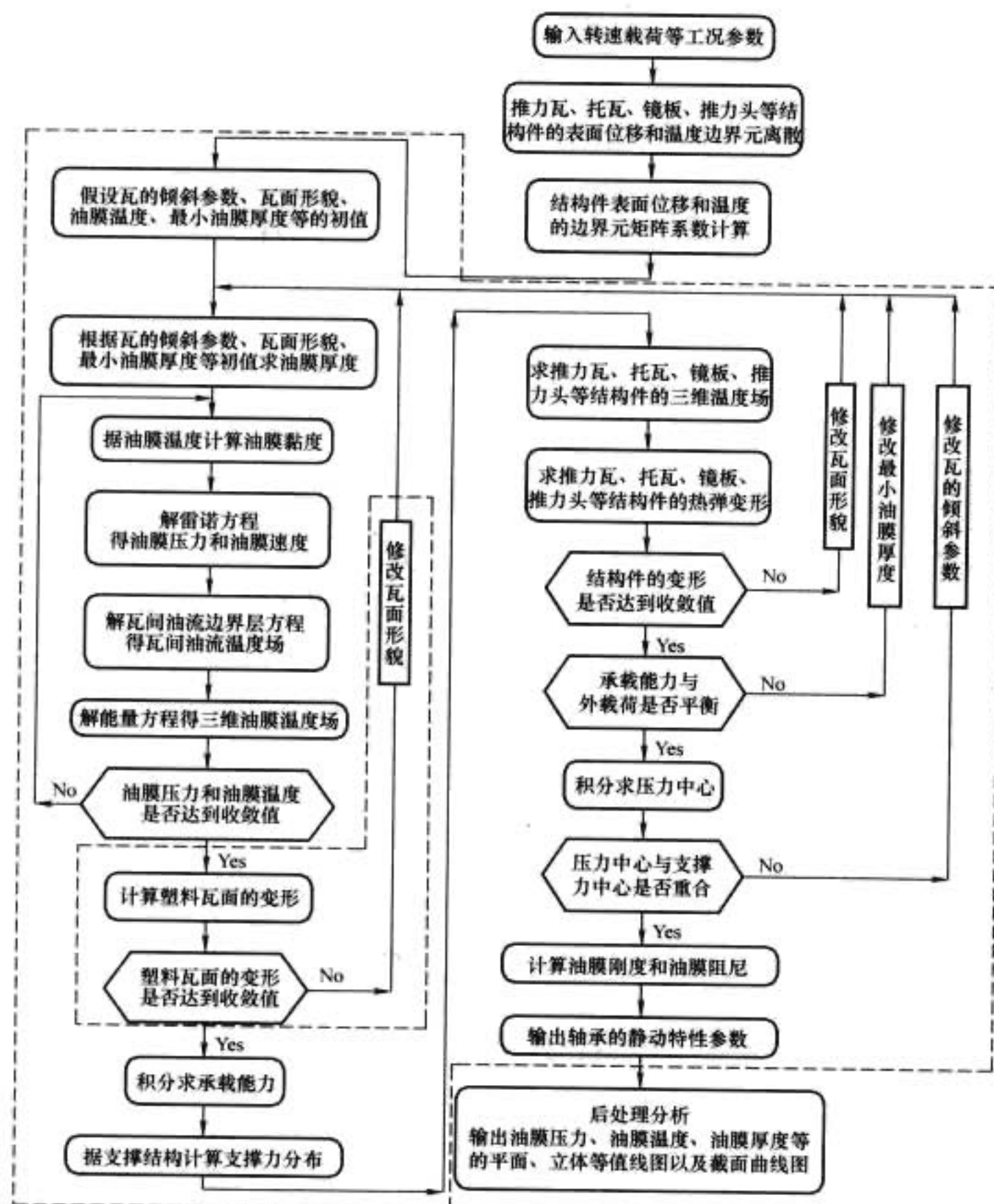


图 3.3-129 三维热弹程序主要流程图

$$r \frac{\partial p}{\partial r} (A_2 - h A_1) (1 - \beta) \rho \frac{\partial h}{\partial r}$$

式中: $B_1 = \int_0^h \rho F_1 dy$; $B_2 = \int_0^h \rho F_2 dy$; ρ 为油密度。

压力边界条件为: 瓦周边 $p=0$ 、油膜破裂边 $p=\partial p/\partial \theta=0$ 、破裂边位置自动确定。

(3) 三维油膜的温度分布

$$\rho \left(w \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{u}{r} \frac{\partial T}{\partial \theta} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) = T_d \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + T_c \eta \left[\left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^2 \right]$$

$$T_d = \lambda_{oil} / (\rho_0 c_p \omega h_m^2)$$

$$T_c = \mu_0 \omega B^2 / (\rho_0 c_p T_0 h_m^2)$$

式中: ρ_0 为油密度; c_p 为油的比热容; T 为油膜温度; λ_{oil} 为油导热系数。

(4) 瓦间油流的速度分布

$$\frac{u}{r} \frac{\partial u}{\partial \theta} + v \frac{\partial u}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial y} \left(\eta \frac{\partial u}{\partial y} \right)$$

$$\frac{\partial u}{\partial \theta} + r \frac{\partial v}{\partial y} = 0$$

(5) 瓦间油流的温度分布

$$\frac{u}{r} \frac{\partial T}{\partial \theta} + v \frac{\partial T}{\partial y} = T_d \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + T_c \eta \left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)^2$$

将瓦间油流的速度和温度边界层方程与瓦内油膜的基本方程耦合求解, 直接得到进油边油膜温度。

油膜厚度方程为

$$h = h_p + V_p r \sin(\theta_p - \theta) + u_q + u_p + u_x$$

式中: h_p 为节线 P 上的油膜厚度; V_p 为瓦绕节线 P 按右手定则倾斜的角度; θ_p 为节线 P 的位置角; u_q 为镜板表面变形; u_p 为瓦面变形; u_x 为瓦面型面。

为了获得较理想的油膜厚度分布, 可在瓦面加工特定型面, 如钨金瓦面中部刮低, 弹性金属塑料瓦面周向预加工斜坡面等。

(6) 推力瓦、托瓦、镜板、推力头的温度分布

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} = 0$$

推力瓦、托瓦、镜板、推力头一般是由各向同性材料制成, 其导热系数、弹性模数各处相同。

瓦的自由表面与油间的换热系数由绕流楔形体的弗克纳—斯肯流动相似性解求出, 而推力瓦和托瓦的进油侧、内径侧、出油侧、外径侧与瓦底的散热系数之间存在一定的比例关系。

(7) 推力瓦、托瓦、镜板、推力头的热弹变形分布

$$\frac{1}{1-2\nu} \nabla (\nabla \cdot \mathbf{u}) + \nabla^2 \mathbf{u} + \frac{2(1+\nu)}{E} \mathbf{F} = \frac{2(1+\nu)}{1-2\nu} \alpha_p \nabla (T - T_{ref})$$

$$\nabla = i \frac{\partial}{\partial x} + j \frac{\partial}{\partial y} + k \frac{\partial}{\partial z}$$

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$$

式中: T 为弹性体温度; ν 为弹性体的泊松比; ∇ 为汉弥尔登算子; ∇^2 为拉普拉斯算子; \mathbf{u} 为弹性体的三维位移矢量; \mathbf{F} 为弹性体的三维力矢量; α_p 为弹性体的热胀系数; E 为弹性体材料的弹性模量; T_{ref} 为参考温度。

根据推力瓦或者托瓦下面实际所采用的支撑方式: 球面点支撑、单圆环支撑、双圆环支撑、小弹簧群支撑、弹性小支柱支撑等, 给定受力边界条件, 计算瓦块等的热弹变形。

(8) 程序框图, 见图 3.3-129。

(9) 计算示例, 见图 3.3-130。

4.3 推力轴承的油压顶起减载装置

4.3.1 结构特点

在机组启动和停机过程中, 轴承处于半干摩擦状态, 这时比较容易发生磨损事故。为使轴承可靠运行, 减小推力轴承的静摩擦转矩, 以建立足够的油膜厚度, 巴氏合金瓦推力轴承可以采用油压顶起减载装置。

油压顶起减载装置, 又称高压油顶起装置, 是用高压油将镜板顶起, 以便在推力瓦和镜板之间建立承载油膜, 成为短时运行的静压轴承, 从而保证了轴承的安全启动。

油压减载装置由高压油泵、单向阀、溢流阀或者安全阀、滤油器、压力开关、流量开关、节流阀和管路附件等组

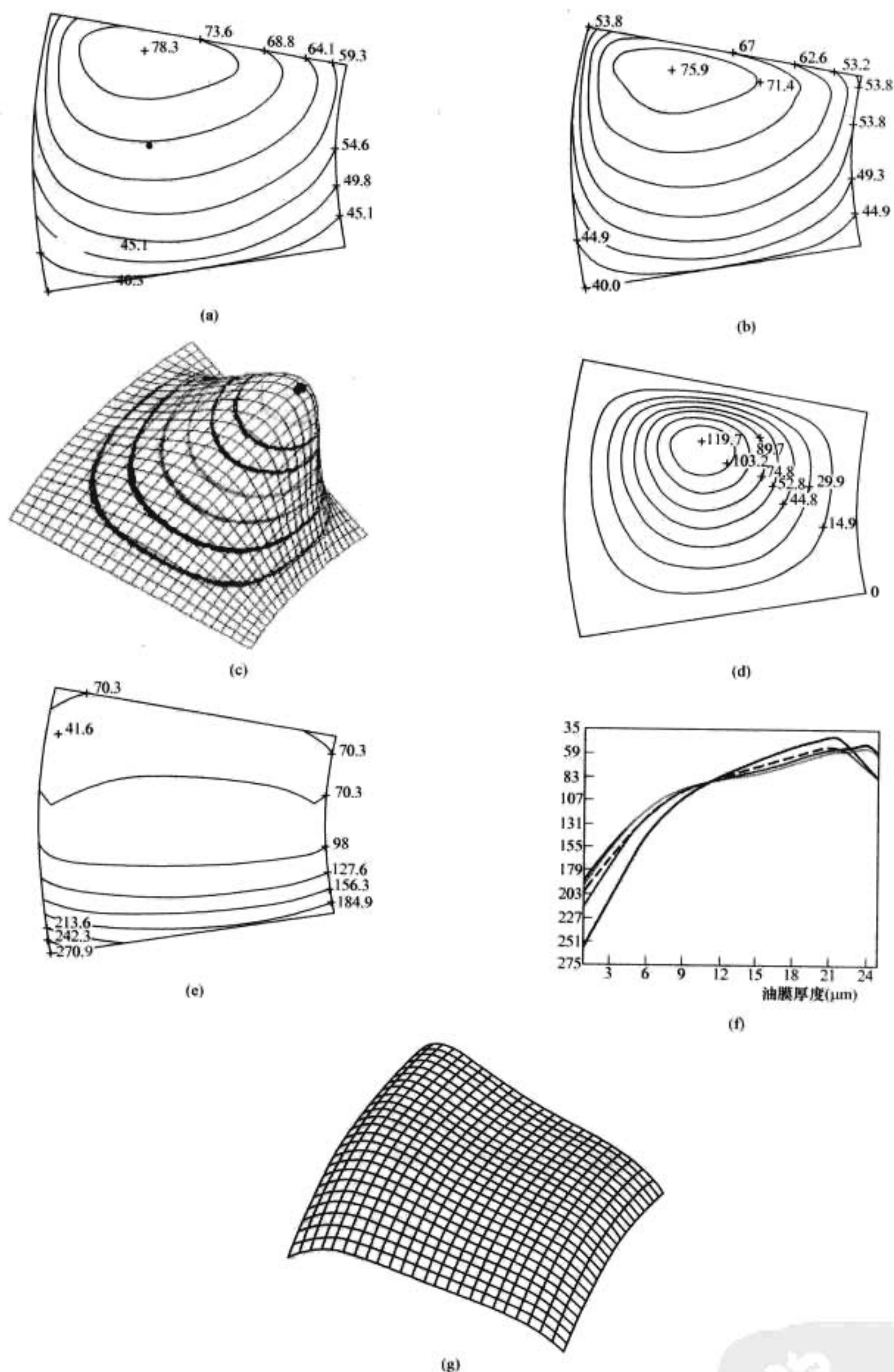


图 3.3-130 三维油膜的主要计算结果

(a) 油膜温度分布; (b) 瓦块温度分布; (c) 油膜压力三维图; (d) 油膜压力分布;
 (e) 油膜厚度分布; (f) 油膜厚度的周向分布; (g) 油膜厚度三维图

成, 见图 3.3-131。根据瓦面积的大小, 在轴瓦摩擦面上加工出 1~2 个油室, 长宽比接近 1 的推力瓦常采用单油室, 长宽比小于 0.75 的长条形推力瓦常采用双油室, 油室的形状有圆形、环形和条形等, 见图 3.3-132。环形油室比圆形油室好, 在同样的油膜厚度和承载能力情况下, 它可减小 20% 的油室面积和油室压力, 同时对动压油膜的影响也较小。而条形油室对动压油膜的影响则更小。为减小油室对动压油膜的影响, 圆形油室深度应小于 0.2mm, 环形和条形油室深度可取 0.8~1.2mm、宽度 8~10mm。

4.3.2 油压顶起减载装置的计算

油压顶起减载装置, 实质上是短时运行的静压推力轴承, 因此两者的计算原理是相同的。国内已经开发出推力轴承油压顶起有限元计算软件系统, 可以对高压油顶起时的油膜厚度分布、油膜压力分布、瓦块镜板和推力头的变形等进行较精确地耦合计算。而在进行推力轴承油压顶起减载装置的初步设计时, 假设镜板被均匀顶起, 可以采用如下的简化方法进行计算。

(1) 单油室的负荷系数和流量系数。

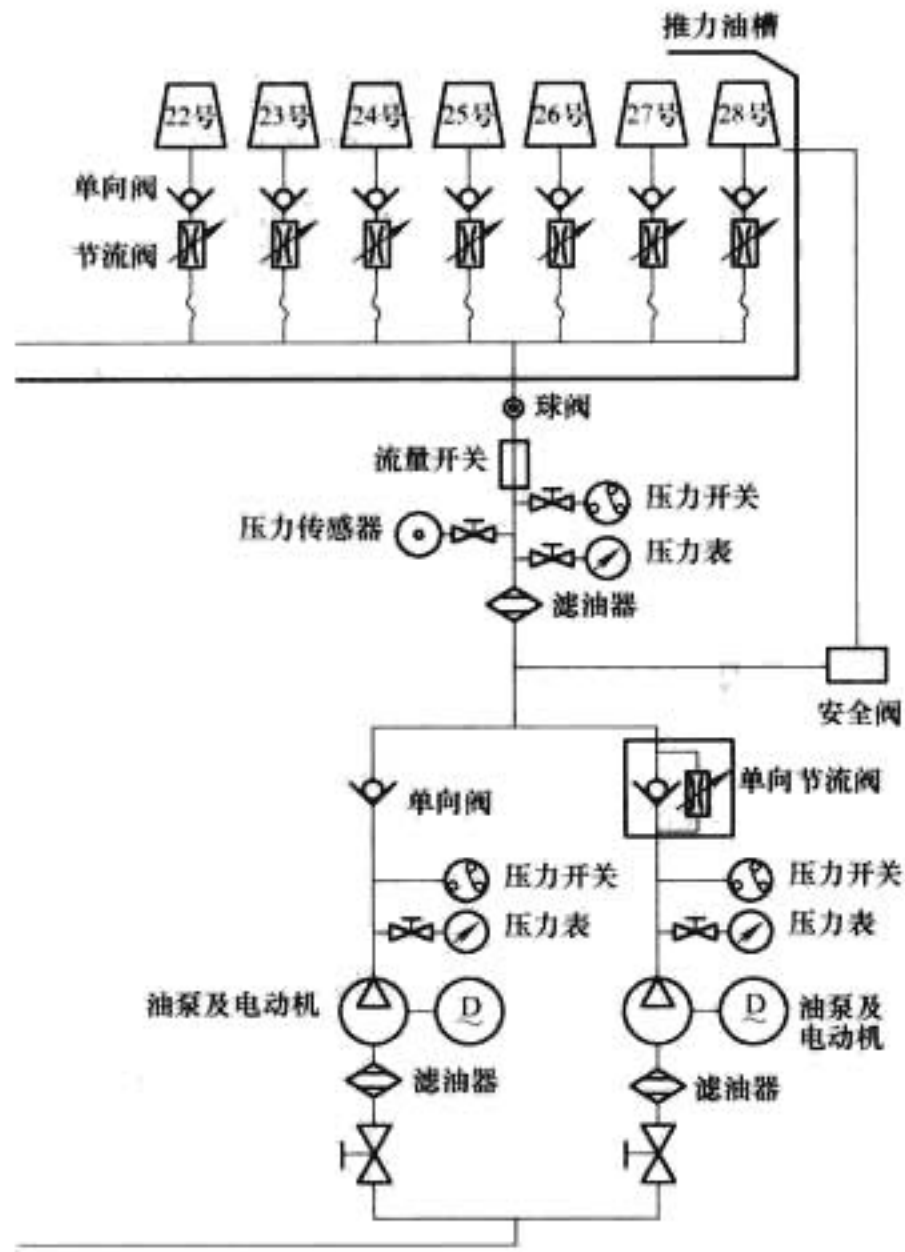


图 3.3-131 高压油顶起装置系统

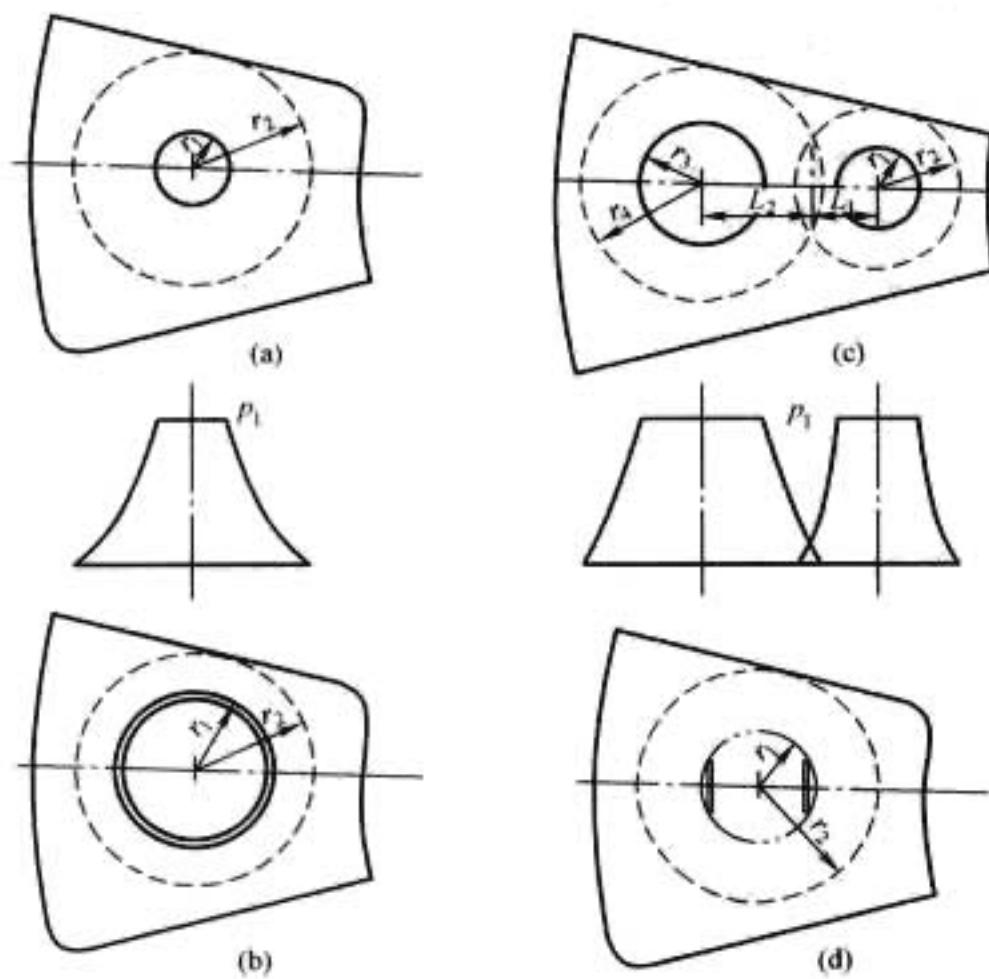


图 3.3-132 高压油顶起装置的油室

(a) 圆形油室；(b) 单环形油室；
(c) 双环形油室；(d) 条形油室

负荷系数

$$\alpha_f = \frac{1}{2 \ln f_d} (f_d^2 - 1)$$

流量系数

$$q_f = -\frac{\pi}{6 \ln f_d}$$

式中： f_d 为油室系数， $f_d = r_1/r_2$ ，圆形油室一般取 $f_d = 0.15 \sim 0.25$ ； r_1 为油室半径，m，对于圆形油室取真实油室半径，对于环形油室取油室的外半径，对于条形油室取两条油室的最大外接圆半径； r_2 为轴瓦以油室中心为圆心的最小内切圆半径，m。

(2) 单油室的油室压力。

工作油压

$$p_r = \frac{F_0}{m \alpha_f \pi r_2^2} \quad (\text{Pa})$$

式中： F_0 为机组转动部分总重和启动时的附加水推力，N； m 为瓦块数。

顶起时油室理论上承受的最大压力

$$p_{\max} = \frac{F_0}{1.44 m \pi r_1^2} \quad (\text{Pa})$$

(3) 流过单油室轴瓦油膜间隙的润滑油流量

$$Q_{\text{jack}} = m q_f p_r \frac{h_{\text{jack}}^3}{\eta_0} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中： h_{jack} 为油膜厚度，m，应大于0.030mm； η_0 为润滑油在顶起时油温下的动力黏度，Pa·s。

(4) 双油室的负荷系数和流量系数

内油室的负荷系数

$$\alpha_{f1} = \frac{1}{2 \ln f_{d1}} (f_{d1}^2 - 1) + \frac{\theta_1}{\pi \ln f_{d1}} \left[0.5 + \left(\frac{L_1}{r_2} \right)^2 \right] - \frac{3 \ln f_{d1}}{2\pi} \left(\frac{L_1}{r_2} \right)^2 \tan(\theta_1)$$

外油室的负荷系数

$$\alpha_{f2} = \frac{1}{2 \ln f_{d2}} (f_{d2}^2 - 1) + \frac{\theta_2}{\pi \ln f_{d2}} \left[0.5 + \left(\frac{L_2}{r_4} \right)^2 \right] - \frac{3 \ln f_{d2}}{2\pi} \left(\frac{L_2}{r_4} \right)^2 \tan \theta_2$$

内油室的流量系数

$$q_{f1} = -\frac{\pi}{6 \ln f_{d1}}$$

外油室的流量系数

$$q_{f2} = -\frac{\pi}{6 \ln f_{d2}}$$

式中： f_{d1} 为内油室系数， $f_{d1} = r_1/r_2$ ，圆形油室一般 $f_{d1} = 0.15 \sim 0.25$ ； f_{d2} 为外油室系数， $f_{d2} = r_3/r_4$ ，圆形油室一般 $f_{d2} = 0.15 \sim 0.25$ ； r_1 为内油室半径，m； r_2 为轴瓦以内油室中心为圆心的最小内切圆半径，m； r_3 为外油室半径，m； r_4 为轴瓦以外油室中心为圆心的最小内切圆半径，m；若 $L_1 < r_2$ ，则 $\theta_1 = \arccos(L_1/r_2)$ ，否则 $\theta_1 = 0$ ；若 $L_2 < r_4$ ，则 $\theta_2 = \arccos(L_2/r_4)$ ，否则 $\theta_2 = 0$ ； L_1 为油室重叠区至内油室中心的距离，m； L_2 为油室重叠区至外油室中心的距离，m。

(5) 双油室的油室压力。

工作油压

$$p_r = \frac{F_0}{m (\alpha_{f1} \pi r_2^2 + \alpha_{f2} \pi r_4^2)} \quad (\text{Pa})$$

式中： F_0 为机组转动部分总重和启动时的附加水推力，N； m 为瓦块数。

顶起时油室理论上承受的最大压力

$$p_{\max} = \frac{F_0}{1.44 m \pi (r_1^2 + r_3^2)} \quad (\text{Pa})$$

(6) 流过双油室轴瓦油膜间隙的润滑油流量

$$Q_{\text{jack}} = m (q_{f1} + q_{f2}) p_r \frac{h_{\text{jack}}^3}{\eta_0} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

(7) 油泵的工作压力

$$p_{\text{pump}} = p_r + \Delta p_1 + \Delta p_2 \quad (\text{Pa})$$

式中： Δp_1 为节流器的压差，Pa，应大于2.5MPa； Δp_2 为高压油路的压力损失，MPa。

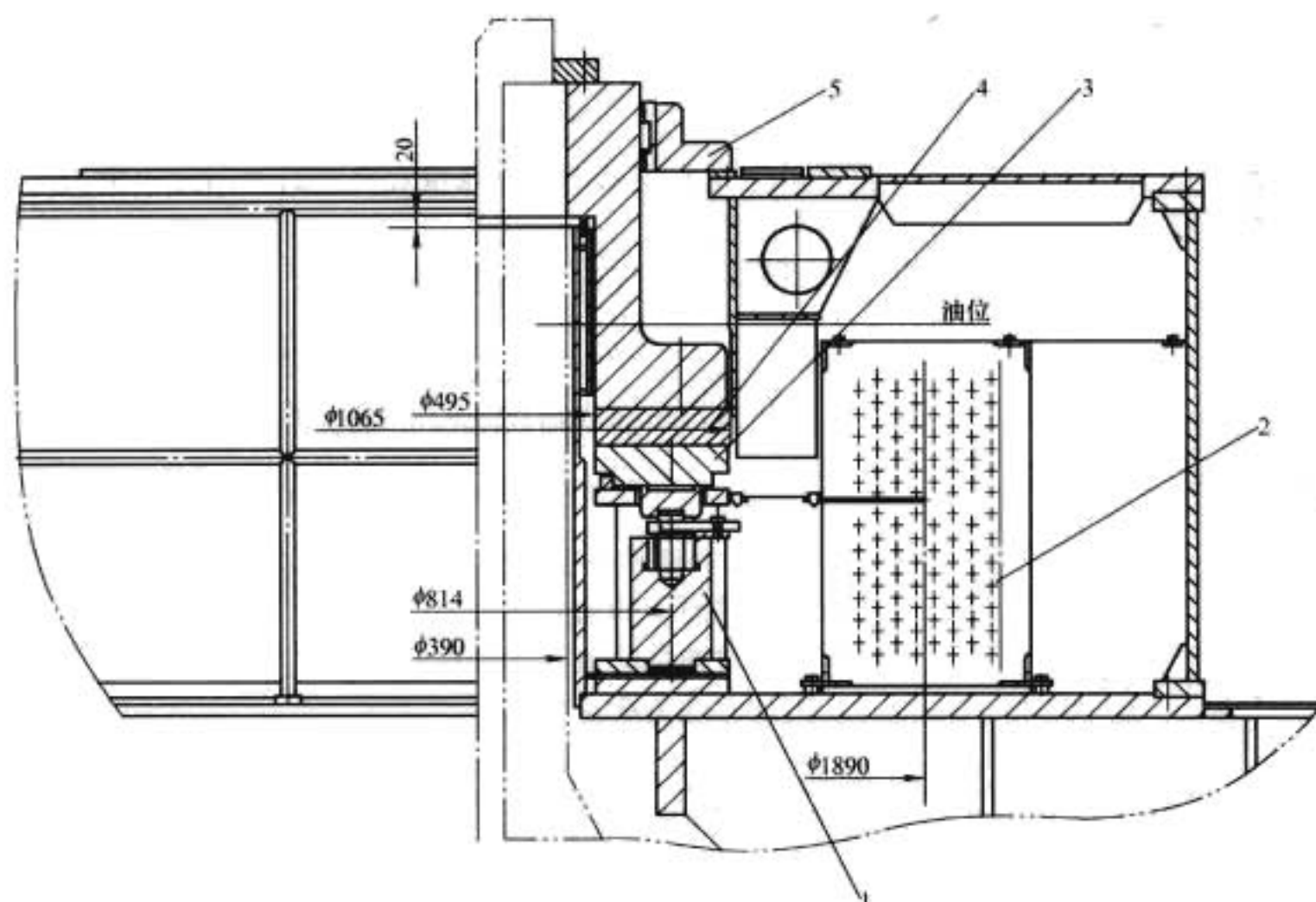


图 3.3-133 装有立式冷却器的推力轴承

1—推力轴承座；2—油冷却器；3—推力瓦；4—镜板；5—密封盖

(8) 高压油泵的功率

$$P_{\text{pump}} = p_{\text{pump}} Q_{\text{jack}} / \eta_{\text{pump}} \quad (\text{W})$$

式中： η_{pump} 为高压油泵的效率，一般为 0.7。

(9) 高压油泵的参数选择。高压油泵的额定压力取 $(1.5 \sim 2) p_{\text{pump}}$ ，额定油量取 $1.5 Q_{\text{jack}}$ ，电动机功率取 $(2.25 \sim 3) P_{\text{pump}}$ 。

4.3.3 油压顶起减载装置设计的注意事项

(1) 推力瓦高压油室设计。高压油室几何尺寸由油压顶起装置计算。高压油室的中心到轴瓦出油边的距离，要比推力瓦支撑中心到轴瓦出油边的距离稍大一些，以避免单向阀一旦泄漏引发推力瓦不稳定摆动或周向“倒倾”现象。

(2) 高压油润滑油喷嘴设计。如果在推力瓦的高压油出口设置高压油喷嘴，为了使高压油在顶起镜板时，从油嘴正常喷出，使轴瓦表面钨金不分层，其余部位有良好的密封性，在高压油喷嘴、喷嘴座以及推力瓦各相关的焊接处，要设计出足够大的焊缝坡口，用银铜焊焊牢，并对各焊缝进行油压试验。设计喷嘴时，颈部要长些，比钨金层厚度伸出 $2 \sim 3 \text{mm}$ ，使在浇铸钨金后，喷嘴露出钨金层表面，以便在以后的加工过程中找正高压环形油室的位置和把喷油嘴开在高压环形槽中。

(3) 高压管路设计。装置中的进油孔与接头连接处，以及高压管路的所有接头处都必须绝对密封。因为一旦某处漏油，将导致正常的油膜遭到破坏，轴瓦的动压承载能力降低，严重时将使轴瓦钨金表层与镜板处于半干摩擦状态，轴瓦破损。高压供油主环管和进油连接管的直径，都要根据管路压力进行计算，并用无缝钢管制成。为使高压油泵获得充足的油量，低压侧的供油管直径应适当放大。为减小液压系统的阻力，管路中接头和弯头应尽量减少，设计时高压油泵的安装位置应在推力轴承油槽的油面以下，从而可避免油流入高压油泵时将空气带入。同时把溢油阀或者安全阀的回油管接至推力轴承油槽的热油区，而把进入油泵的低压油管接至推力轴承油槽的冷油区，可避免空气进入管路系统。为了防止高压输油管在油槽中由于自身重力和热变形影响轴瓦自由摆动，进而影响轴瓦润滑，将

高压输油管中进入推力轴瓦前端的高压铜管弯成一个螺旋圆圈，并使其在油槽中呈自由悬挂状态，或者在推力轴瓦前端采用高压软管作为输油管。在靠近推力轴瓦高压油入口处设置单向阀，可防止正常运行时动压油膜向油室和管路系统倒流，避免动压油膜破坏，推力瓦与单向阀之间不能装有压力表或其他易泄漏的元器件。在每块推力轴瓦的高压油管路上应设置节流阀，以提高静压油膜的刚度。对各种阀和高压油管都要分别作油压试验，其中单向阀和接头根据需要作 $15 \sim 20 \text{MPa}$ 油压试验。

4.4 推力轴承油循环冷却

水轮发电机推力轴承常采用内循环、外加泵外循环、镜板泵外循环、导瓦泵外循环等油冷却

方式。

4.4.1 内循环油冷却方式

4.4.1.1 立式冷却器的内循环系统

油冷却器由两个半圆组成，为扇形布置（图 3.3-133），冷却器的高度方向尺寸比宽度大，截面为矩形。在冷却器的中部，安置有径向隔油板，使油从冷却器的上半部流向下半部。冷却器的上面装有稳油板，它与油槽壁的密封间隙应减小，以防止在运行中油面产生过大倾斜，同时也有利于将油流的动压转变为适应油路循环方向的压力（包括动压和静压）。

4.4.1.2 卧式冷却器的内循环系统

油冷却器的高度低于轴承瓦面，宽度方向尺寸较大，截面为矩形，见图 3.3-134。这种结构的主要优点是：检修时，抽出瓦块很方便，不用拆卸推力头和吊出油冷却器。

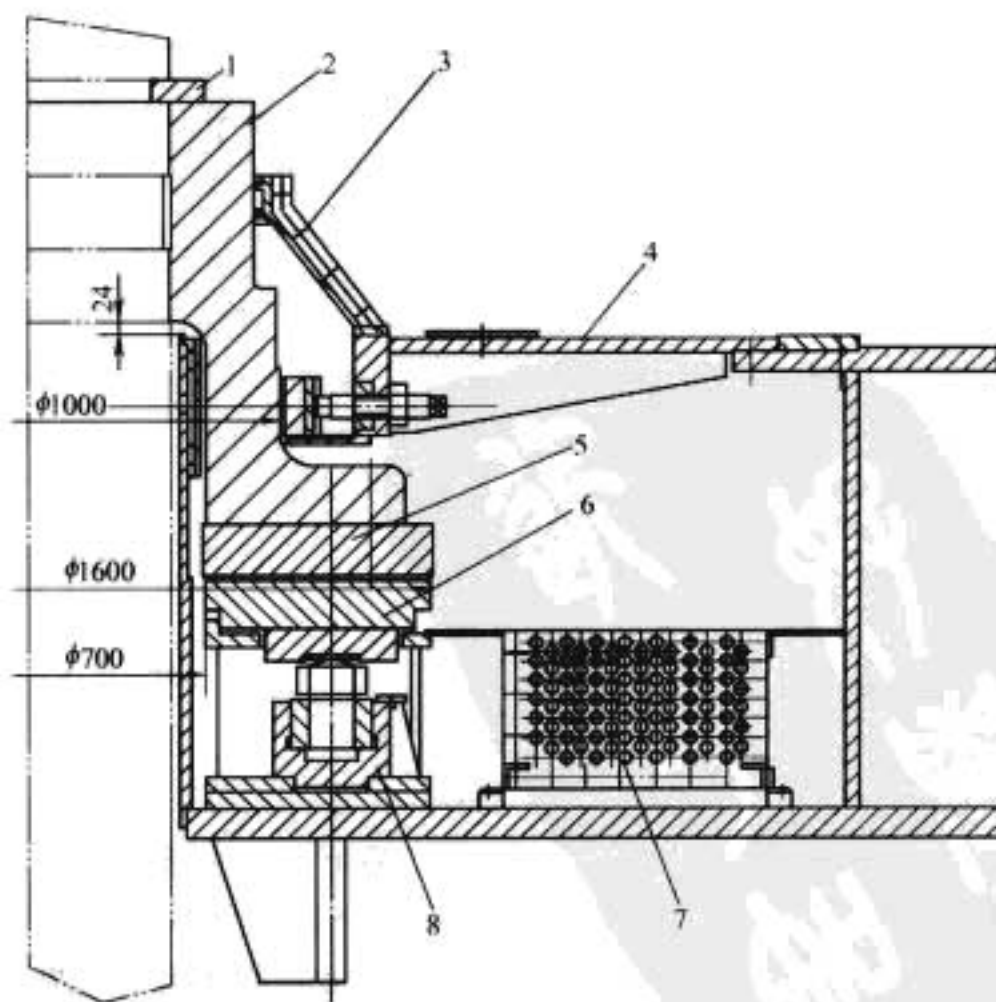


图 3.3-134 卧式冷却器的内循环系统

1—卡环；2—推力头；3—密封盖；4—油槽盖；5—镜板；6—推力瓦；7—油冷却器；8—轴承座

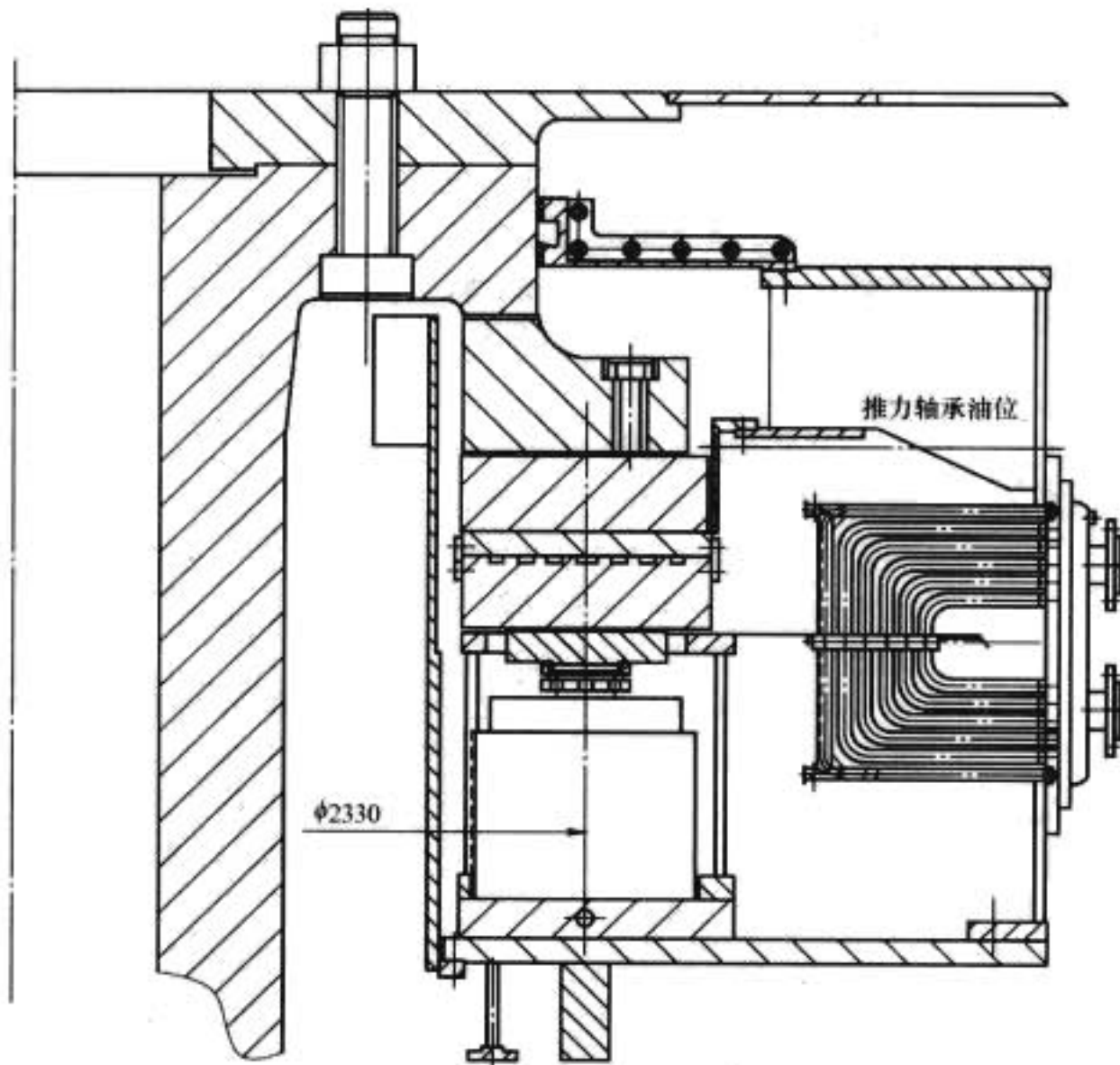


图 3.3-135 抽屜式冷却器的推力轴承

4.4.1.3 抽屜式冷却器的内循环系统

抽屜式油冷却器多用于伞式机组内循环润滑冷却推力轴承。该冷却器直接浸在轴承润滑油中，距镜板较近，一般冷却器与镜板距离不小于 200mm。内循环动力是由黏滞泵原理而产生，并与镜板外圆周速度有关，经扩散缓冲减弱，再进入冷却器，借助于油传到冷却管，再传到水中，热交换平衡后，使轴承温度稳定在安全运行的范围内。冷却器由多根同心排列的“U”形管组成，在油槽内为辐射型布置并固定在油槽壁上，见图 3.3-135。抽屜式冷却器拆装简便，有利于推力瓦的检修。

4.4.1.4 抽屜式油冷却器传热计算

主要计算程序如下：

(1) 冷却器的进口温度按 40~45℃ 选取，据此查出相应润滑油的运动黏度 ν_y ，导热系数 λ_y ，比热容 c_{py} ，密度 ρ_y 。

选用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮润滑油，可近似取：

比热容

$$c_{py} = 1900 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$$

密度

$$\rho_y = 886 \text{ kg/m}^3$$

导热系数

$$\lambda_y = 0.128 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$$

(2) 油的普朗特数

$$Pr_y = \frac{\rho_y \nu_y c_{py}}{\lambda_y}$$

(3) 平均油速

$$\nu_y = 0.2 \nu_j^{0.5} \quad (\text{m/s})$$

式中： ν_j 为镜板外径周速，m。

(4) 冷却管等效直径

$$d_e = \left(\frac{4t^2}{\pi d_w^2} - 1 \right) d_w \quad (\text{m})$$

式中： d_w 为冷却水管的外径，m； t 为冷却水管管距，m。

(5) 油侧雷诺数

$$Re_y = \frac{\nu_y d_e}{\nu_y}$$

(6) 油侧努赛尔准则数

$$Nu_y = 0.023 Re_y^{0.75} Pr_y^{0.33} \left[1 + \left(\frac{d_e}{\beta \pi D_0} \right)^{0.7} \right]$$

式中： D_0 为冷却管平均分布直径，m； β 为冷却管圆周占积率，取 0.9。

(7) 油侧传热系数

$$\alpha_y = Nu_y \frac{\lambda_y}{d_w}$$

(8) 冷却水流量

$$Q_s = \frac{P}{4180 \Delta t_s} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中： P 为轴承损耗，kW； Δt_s 为进、出水温差，℃。

按我国江河的情况，最高进水温度一般不超过 28℃。出水温升，根据经验不超过 4℃，一般取 2~4℃。

(9) 水侧雷诺数

$$Re_s = \frac{\nu_s d_n}{\nu_s}$$

式中： ν_s 为冷却管内平均水速，m/s，一般取 1~1.5，也可以由冷却水流量和冷却管的过流面积计算得到； ν_s 为水的运动黏度， m^2/s ，在 25℃ 时，查得为 $0.955 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ 。

(10) 水的普朗特数

$$Pr_s = \frac{\rho_s \nu_s c_{ps}}{\lambda_s}$$

式中： ρ_s 为水的密度，取 995 kg/m^3 ； c_{ps} 为水的比热容，取 $4174 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ ； λ_s 为水的导热系数，取 $0.618 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$ 。

(11) 水侧努赛尔准则数

$$Nu_y = 0.023 Re_s^{0.8} Pr_s^{0.33}$$

(12) 水侧传热系数

$$\alpha_s = Nu_s \frac{\lambda_s}{d_n} \quad [\text{W/(m}^2 \cdot \text{K)}]$$

式中： d_n 为冷却水管的内径，m。

(13) 冷却管的管壁热阻。冷却管常采用光管、翅片管、螺纹管，这里用管子外表面表达管壁的热阻，如有延伸表面，也包括在内。

光管热阻

$$r_w = \frac{d_y}{2\lambda_T} \ln \frac{d_y}{d_n}$$

式中： d_y 为光管外径，m； d_n 为冷却水管的内径，m； λ_T 为冷却管材料的导热系数， $\text{W/(m} \cdot \text{K)}$ ，一般用紫铜管 $\lambda_T = 330 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$ 。

翅片管或螺纹管热阻

$$r_w = \frac{\delta}{\lambda_T} \left(\frac{d_y + 2N_f H_f (d_y + H_f)}{d_y - \delta} \right)$$

式中： d_y 为螺纹管或翅片管的根部直径，m； δ 为螺纹管或翅片管的齿根壁厚，m； N_f 为螺纹管或翅片管的每米齿数； H_f 为螺纹管或翅片管的齿高，m。

(14) 冷却器的传热系数

$$\frac{1}{\alpha} = \frac{1}{\epsilon \alpha_y} + r_w + \frac{1}{\alpha_s} \left(\frac{A_o}{A_i} \right)$$

式中： α 为冷却器总的传热系数， $W/(m^2 \cdot K)$ ； A_o/A_i 为冷却管外表面面积与内表面面积之比； ϵ 为翅化比（螺纹管或翅片管外表面面积与光管表面面积之比），采用光管时， $\epsilon=1$ 。

(15) 对数平均温差

$$\Delta t_{log} = \frac{(t_{oil} - t_{si}) - (t_{oil} - t_{so})}{\ln \frac{t_{oil} - t_{si}}{t_{oil} - t_{so}}}$$

式中： t_{oil} 为冷却器的进口温度， $^{\circ}C$ ，可按 $40 \sim 45^{\circ}C$ 选取； t_{si} 为冷却器的进水温度， $^{\circ}C$ ，一般不超过 $28^{\circ}C$ ； t_{so} 为冷却器的出水温度， $^{\circ}C$ 。

(16) 每个油冷却器的冷却面积

$$A = \frac{P}{Ma \Delta t_{log}} \quad (m^2)$$

式中： M 为冷却器的个数。

考虑到由于管内、外壁运行后，可能产生垢阻及其他影响传热性能的因素，取 $10\% \sim 15\%$ 的裕量。因此，每个油冷却器所需换热面积为

$$A_L = (1.1 \sim 1.15) A \quad (m^2)$$

(17) 冷却管的长度

$$L = A_L / A_o \quad (m)$$

式中： A_o 为冷却管外表面单位长度的面积， m^2/m 。

4.4.2 内循环冷却的有关问题

4.4.2.1 循环动力

促使油循环的动力，一般认为有三个方面。

(1) 黏滞泵的作用。润滑油具有一定的黏性，可以附着在浸入油内的旋转件表面（例如镜板或推力头）。当旋转件达到一定转速时，润滑油被甩出，形成油流 A ，见图 3.3-136。在一定温度下，随着转速增高， v 值呈直线上升，而 u 值相对增长较慢，因此被甩出的油流 A 的切向角度 α ，随着转速的上升而逐渐减小。

(2) 在镜板旋转和油膜压力的作用下，轴瓦摩擦面的部分热油膜被甩出，余下的形成润滑油楔的进出油流。虽然这部分油流的动力和流量不大，但温度很高，是油流热量的主要来源，它与黏滞泵油量混合后通过冷却器进行循环冷却。

(3) 由冷却器引起的冷、热油对流。油流过冷却器后，温度降低，体积减小，密度增大，冷油下沉，即形成温差对流。因冷热油的温差较小，所以它在整个循环动力中所占的比例是不大的。

如果在镜板（或推力头）上加工数个径向或后倾方向的泵孔，就构成内循环的镜板泵，可以极大地提高油循环的动力，改善轴承的冷却效果。为了加速油循环流动，提高轴承的冷却效果，还可在推力头或镜板的内缘装设旋桨式叶片，并使其延伸到轴瓦内径的供油区。叶片用钢板弯成，用螺栓固定或直接焊在泵轮上，构成简易的旋桨泵。泵的特性参数可用旋桨风扇的类似方法估算。

4.4.2.2 循环阻力

引起流体动力压头损失的阻力，称为流体阻力。对于一个稳定的油流循环系统，动力特性曲线和阻力特性曲线有一个交点，即为动力和阻力的平衡工作点。平衡以后的内循环油流分布场可以采用 CFD 软件进行计算分析。而在进行结构初步设计时，应注意以下要点：

(1) 冷却器和旋转件之间的距离要适中，既要适应循环油流的方向，减小油流进入冷却器的入口阻力，又要有一定的油流扩散区，防止入口撞击造成动压损失。对于高速的推

力轴承，油流的切向角 α （图 3.3-136）较小，冷却器和旋转件之间的距离应适当减小。为了改善油循环冷却条件，旋转件与冷却器之间可以装设导油装置，将油流引至冷却器，可以避免碰撞造成的动压损失和油气混合。

(2) 要注意循环油路的密封，避免动压损失，力求将它变为有利于循环的静压（当然也包括部分动压）。密封的主要部位是冷却器上面稳油板外缘，这个间隙应尽量小，以使运行时呈抛物线的油面外圆翘起端被封住，不能上翘。在稳油板下的动压油，一部分改变方向向下流，一部分变为静压油，构成所需要的循环动力。轴承座与冷却器之间的隔油板也应注意密封，避免热油流短路。

(3) 为了减小压头损失，循环油路的各段截面应尽量一致。例如：立式冷却器的上、下两部分截面相等，立式冷却器和油槽壁之间所形成的过流面积与冷却器上、下部分的截面相仿等。

(4) 冷却器的油流阻力取决于冷却管的管距、排列方式和排数。常用的管距与排列方式，见图 3.3-137（a）。从冷却管分布来看，这种交错排列方式虽然有约 120° 的拐弯，但油道的截面变化不大，所以局部摩擦阻力较小。也有采用直列的，见图 3.3-137（b）。据有关资料介绍：当 $t/d_w < 1.2$ 时，直列的摩阻系数较大；而当 $t/d_w > 1.2$ 时，直列的摩阻系数显著减小。在满足对冷却管要求的散热面积条件下，冷却管的排数应尽量减少，对矩形截面的冷却器而言，一般取 4~8 排。

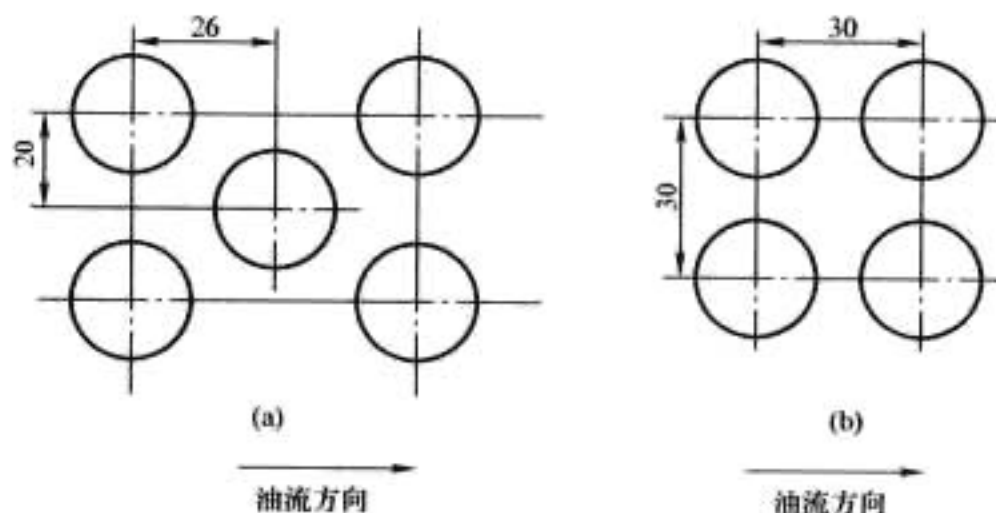


图 3.3-137 冷却水管的排列

4.4.2.3 油槽油量计算

油槽中的润滑油量，要比轴承润滑计算中进入瓦块的循环油量多，使达到热平衡后的整个油槽油温不致过高。即进入油冷却器的热油，是从轴瓦排出的热油和油槽内温度较低的油的混合物，其温度约在 $40^{\circ}C$ 以下。

油槽的润滑用油量，可根据在额定工况时允许油冷却器短时断水运行的时间确定。通常，机组的自动化系统处理断水故障至少需要 5min，因此一般标书要求，轴承应允许在其冷却器的冷却水中断时，机组在额定转速、最大持续容量工况下无损运行 15min，且油槽油温不超过 $50^{\circ}C$ 。这样，油量可按下式估算

$$Q = 31.5 \frac{PT}{\Delta t} \times 10^{-3} \quad (m^3)$$

式中： Δt 为允许油温升高值，取 $10^{\circ}C$ ； T 为断水持续的时

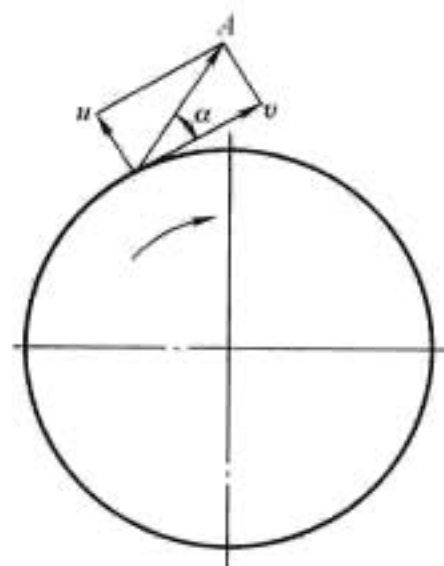


图 3.3-136 浸油旋转体的周边油流方向

间，取 15min； P 为轴承损耗，kW。

4.4.3 外加泵外循环油冷却方式

4.4.3.1 结构特点

推力轴承在运行中排出的热油由油槽内的油管引入电动油泵的进口端，通过油泵将热油打入换热器，热油在换热器内得到充分冷却后，再由管路把从换热器流出的冷油引入推力轴承的油槽内，通过镜板旋转黏滞作用将油引入轴瓦摩擦面，起润滑作用。

油冷却器装设在油槽外，与油管、电动油泵组等装置连接成循环回路。装置的安装高程须低于油槽底面，见图 3.3-138。推力轴承的冷却循环系统设置若干组循环回路，每组循环回路备用一组电动油泵。外加泵外循环油冷却系统的优点在于：油槽内部结构简单；制造和安装方便；可根据需要选择冷却器的数量，而不受油槽尺寸的限制；由于管路中设有并联油泵和换热器，因此可不停机进行检修。

推力轴承冷却循环系统的作用就是保证瓦间的油流在较低的温度。因此，油槽内的油路分布很重要，如分布不当将影响冷却循环效率。冷油流回油槽的方式有：从油槽底（或侧面）流入，与油槽内的热油混合；用喷管将冷油直接射到瓦的进油边；将冷油管伸到轴瓦附近，使冷、热油混合。比较典型的一种油路分布是：冷油进入推力轴承内径侧，通过挡油板的布置使轴承内径侧形成冷油室，瓦间冷油流向与离心力方向一致，进入瓦间的冷油，大部分流入瓦与镜板摩擦面起润滑作用；另一部分冷油在瓦块间参与冷却后流向轴承外径侧，与从摩擦面间流出的热油汇合，通过布置在槽壁上的出油管将热油引出至外循环系统进行冷却。这种油路分布的温度场可以采用 CFD 软件进行计算分析，结果见图 3.3-139。

油槽壁上热油引出管的布置应尽可能避开汽泡聚集区域，因为含有汽泡的油进入运行泵会影响油泵的效率，又易引起油泵的振动。一半数量的引出管轴向分布在与摩擦面高度相同的位置，目的是将热油尽量排出；而另一半数量的引出管径向分布在挡油板以下的位置，目的是降低汽泡形成量。这种措施可改善供油状态，保证系统正常运行，还能防

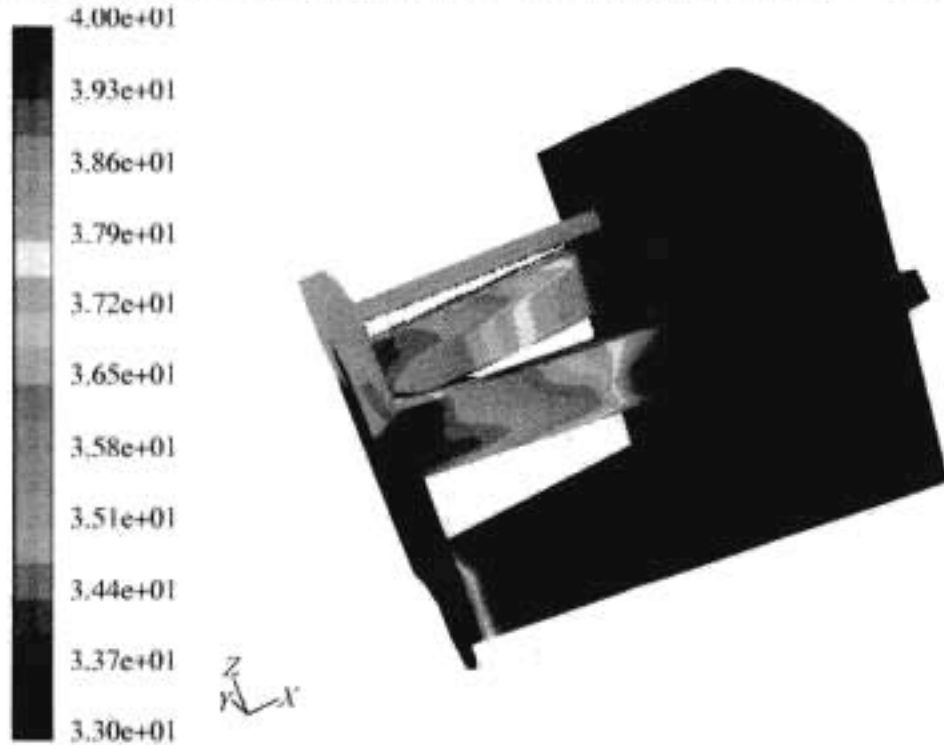


图 3.3-139 推力轴承油槽内温度场的 CFD 计算结果

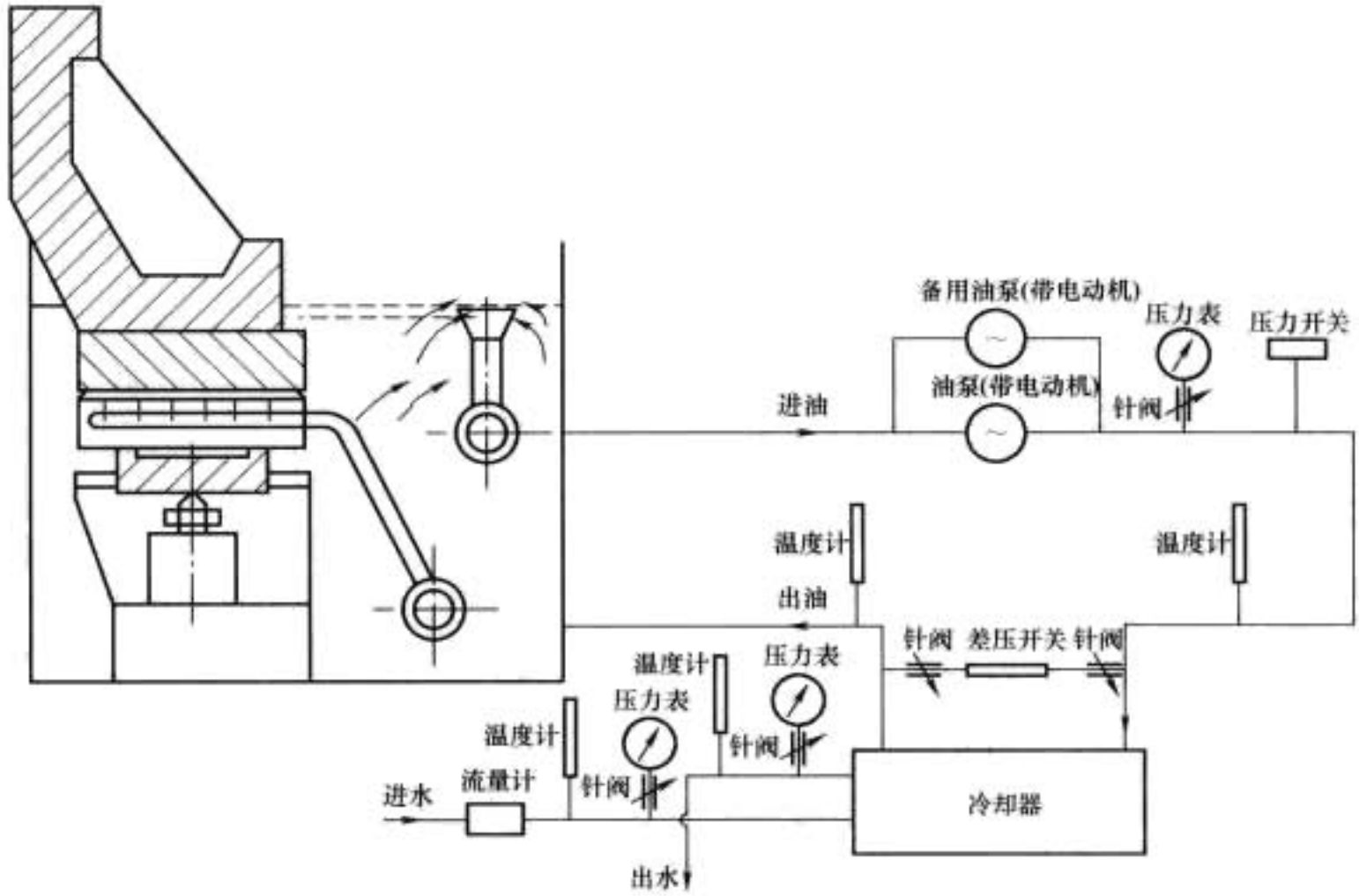


图 3.3-138 外加泵外循环油冷却系统

止油槽内出现死油区，因此有利于改善轴承运行环境。

4.4.3.2 外加泵外循环计算

主要计算程序如下：

(1) 循环油流量可按下式确定

$$Q_y = \frac{P}{\rho_y c_{py} \Delta t_y} \times 10^3 \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中： P 为轴承损耗，kW； Δt_y 为冷却器进、出油温差，℃； c_{py} 为润滑油的比热容，J/(kg·K)； ρ_y 为润滑油密度，kg/m³。

选用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮机油，可近似取： $c_{py}=1900\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ ， $\rho_y=886\text{kg}/\text{m}^3$ 。

冷却器的进口温度通常取油槽油温，一般按 40~45℃ 设计。相应地，冷却器的进、出油温差按 7~10℃ 设计。

(2) 冷却器出水温度确定。

对于管式冷却器的冷却水量取循环油量的 1.5 倍，对于板式冷却器的冷却水量可按等于循环油量选取。

出水温升

$$\Delta t_s = \frac{P}{4180 Q_s} \quad (^\circ\text{C})$$

式中： P 为轴承损耗，kW； Q_s 为冷却水流量，m³/s。

出水温度

$$t_{s0} = t_{si} + \Delta t_s \quad (^\circ\text{C})$$

式中： t_{si} 为进水温度，℃。按照我国江河的情况，最高进水温度一般不超过 28℃。

(3) 计算对数温差

$$\Delta t_{\log} = \frac{(t_{o2} - t_{s0}) - (t_{o1} - t_{si})}{\ln \frac{t_{o2} - t_{s0}}{t_{o1} - t_{si}}}$$

式中： t_{o2} 为冷却器的进口油温，℃，可按 40~45℃ 选取； t_{o1} 为冷却器的出口油温，℃，按低于进口油温 7~10℃ 设计； t_{s0} 为冷却器的出水温度，℃； t_{si} 为冷却器的进水温度，℃，一般不超过 28℃。

(4) 每个油冷却器的冷却面积

$$A = \frac{P}{M \alpha \Delta t_{\log}} \quad (\text{m}^2)$$

式中： M 为冷却器的个数； α 为冷却器总的传热系数，由冷

却器制造厂提供,管式或筒式冷却器一般为 200~350 W/(m²·K),板式冷却器一般为 250~500 W/(m²·K)。

考虑到由于管内、外壁运行后,可能产生垢阻及其他影响传热性能的因素,取 10%~20% 的裕量。因此,每个油冷却器所需换热面积为

$$A_L = (1.1 \sim 1.2) A_0 \quad (\text{m}^2)$$

(5) 管路压降特性。

通过计算各段管路的压力损失与流量的关系可求出压降特性曲线,管路总压降为各段沿程压力损失和局部压力损失的总和。

沿程压力损失

$$\Delta p_l = \lambda \frac{l}{d} \times \frac{\rho v^2}{2}$$

局部压力损失

$$\Delta p_r = \zeta \frac{\rho v^2}{2}$$

管路总压降

$$\Delta p = \sum \lambda_i \frac{l_i}{d_i} \times \frac{\rho v_i^2}{2} + \sum \zeta_i \frac{\rho v_i^2}{2}$$

式中: v 为管内平均流速, $v=Q/A$, m/s; Q 为流量, m³/s; A 为各段的过流面积, m²; D 为圆管内径, m; L 为圆管的长度, m; ρ 为润滑油的密度, kg/m³; λ 为沿程阻力系数,它是雷诺数 Re 与相对粗糙度的函数,可按参考文献《机械设计手册—液压传动》表 20.1-19 的公式计算; ζ 为局部阻力系数,各种情况的局部阻力系数见参考文献《机械设计手册—液压传动》表 20.1-21~表 20.1-28。

(6) 油泵的选择。根据求出的管路压降特性曲线,选用标准油泵。或根据现有标准油泵的规格,适当地调整管路压降特性,以满足对流量和压头的要求。

1) 使泵特性与压降特性的交点(即泵的工作点)所对应的流量,比循环冷却所需要的流量 Q 大 20%~30%,以补偿计算误差。

2) 通常认为,当工作流量值等于泵的最大流量值的一半时,泵的工作效率最高。

3) 如果在瓦间安置喷油管结构,应使泵在喷油管出口处保持 0.05~0.1 MPa 的压力。这个值选择过高,喷油管区域易形成紊流,不利于瓦的润滑。喷油管的总喷油量应为所需理论润滑油量的 1.5~2 倍。喷油管的喷油量可按式估算

$$Q_0 = 1700 n d^2 \sqrt{p} \quad (\text{L/min})$$

式中: n 为管段上的孔数; d 为孔的直径, m; p 为喷油管出口处压力,一般为 5000~10 000 Pa。

(7) 外循环油冷却器的选择。根据冷却器的换热面积、压降要求以及供水情况,选用由专业厂家设计制造的标准产品,常用的有管式冷却器和板式冷却器。

管式冷却器由外部壳体、内部冷却体两大部分组成。外部壳体包括筒体、分水盖和回水盖,其上设有进出油管和进水管,并附设排油、排水、排气螺塞、温度计接口等。冷却体由冷却管、定孔盘、动孔盘、折流板等组成。冷却管两端与定孔盘、动孔盘固接,定孔盘和外体法兰连接,动孔盘可在外体内自由伸缩,以消除温度对冷却管由于热胀冷缩而产生的不良影响。折流板起强化传热及支撑冷却管的作用。

板式冷却器是一种高效、紧凑型热交换设备,具有传热效率高、节水、结构紧凑、拆装方便、操作灵活等优点。它的主要传热元件是波纹板,流体在波纹板组成的网状板间流动中通过,在流速的作用下激起强烈的湍流,破坏了流体的边界层,大大减少热阻,从而有效地强化传热。一般情况下,在相同的阻力损失下,板式冷却器传热系数为管式冷却器传热系数的 2~4 倍。

4.4.4 镜板泵外循环油冷却方式

4.4.4.1 结构特点

镜板泵外循环冷却系统(图 3.3-140)与外加泵外循环系统的主要区别是没有油泵装置。冷油进入油槽的方式以及喷油管结构,与外加泵外循环系统相同。整个管路系统的油流循环动力由镜板泵产生。在镜板(或推力头)上加工数个径向或后倾方向的泵孔,构成镜板泵。在镜板的外缘装有集油槽,相当于一般油泵的涡壳,用以汇集热油,然后送入管

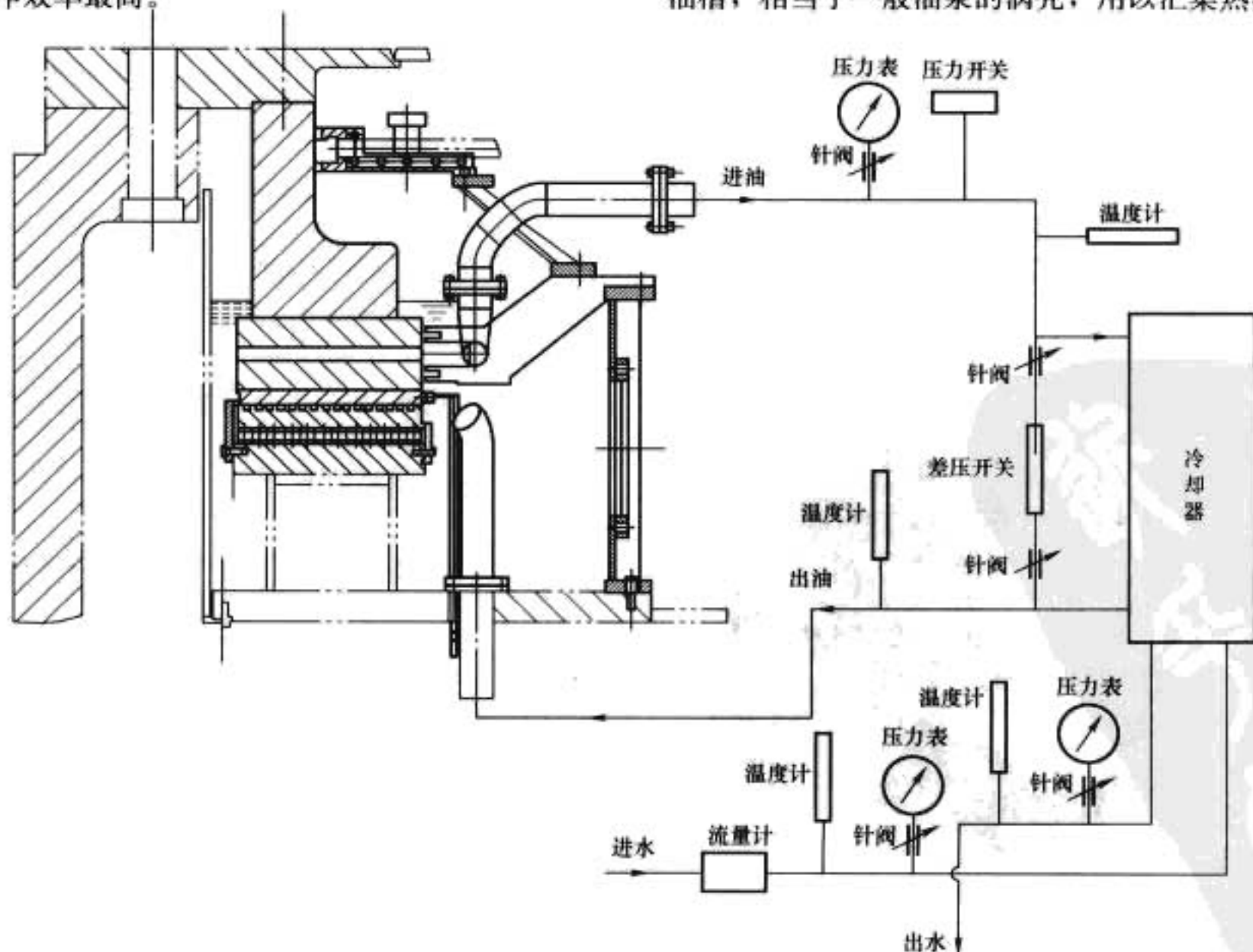


图 3.3-140 镜板泵外循环油冷却系统

路。集油槽与镜板配合处必须密封良好,以减少泄漏,否则不能将镜板泵的压头转化为管路的有效扬程。在镜板的内缘装有导流圈,可避免油面附近含有泡沫的油进入泵孔,提高泵口的进油质量,有利于油的循环冷却。

4.4.4.2 镜板泵外循环计算

主要计算程序如下:

(1) 按照外加泵外循环相同的方法计算镜板泵外循环所需的循环油流量、冷却水量、冷却器出水温度、冷却器对数温差、冷却器的冷却面积、管路压降特性等。在冷却能力相同的情况下,优先选用压降小的冷却器,目前镜板泵外循环系统常用管式冷却器。

(2) 镜板泵的最高压头(空载压头)为

$$p_{\max} = K_0 \rho (u_2^2 - u_1^2) \times 10^{-6} \quad (\text{MPa})$$

式中: u_2 为镜板泵出口外圆周边速度, $u_2 = \frac{\pi D_2 n_N}{60}$, m/s;

u_1 为镜板泵进口内圆周边速度, $u_1 = \frac{\pi D_1 n_N}{60}$, m/s; D_1 , D_2 为镜板内、外径, m; n_N 为机组额定转速, r/min; ρ 为润滑油的密度, kg/m³; K_0 为压头系数, 取决于泵孔结构及密封情况, 两组试验数据举例见图 3.3-141。

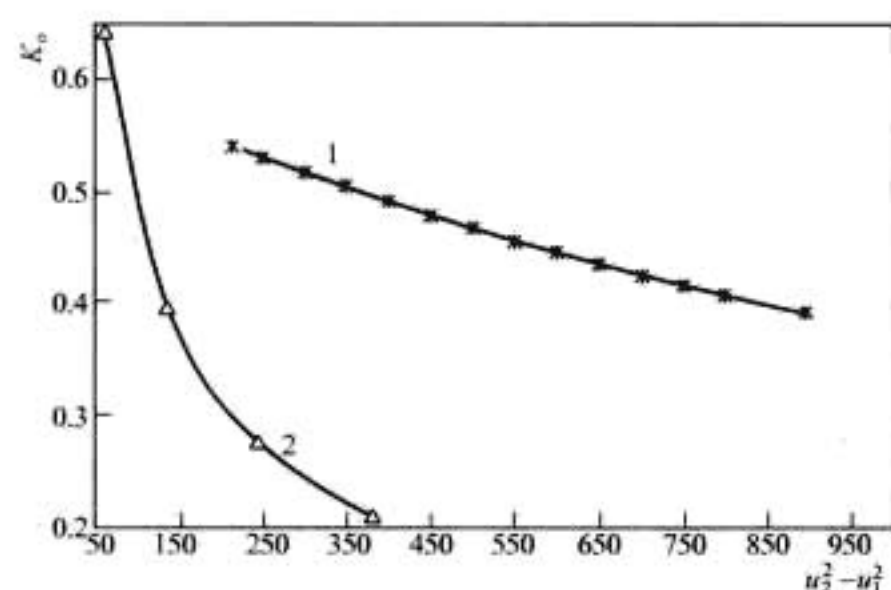


图 3.3-141 压头系数

1—500 (r/min) 的机组采用后倾式泵孔; 2—某试验台数据

(3) 镜板泵的最大流量(短路流量)为

$$Q_{\max} = K_L A u_2 \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中: A 为泵孔的总截面积, m²; K_L 为流量系数, 取决于泵孔结构及密封情况, 两组试验数据举例见图 3.3-142。

(4) 绘制泵特性曲线。不同流量对应的压头可按式计算

$$p_0 = p_{\max} \left(1 - \frac{Q^2}{Q_{\max}^2} \right) \quad (\text{MPa})$$

式中: p 为对应某一给定流量的压头, MPa; p_{\max} 为泵的最高压头, MPa; Q 为给定的流量, m³/s; Q_{\max} 为泵的最大流

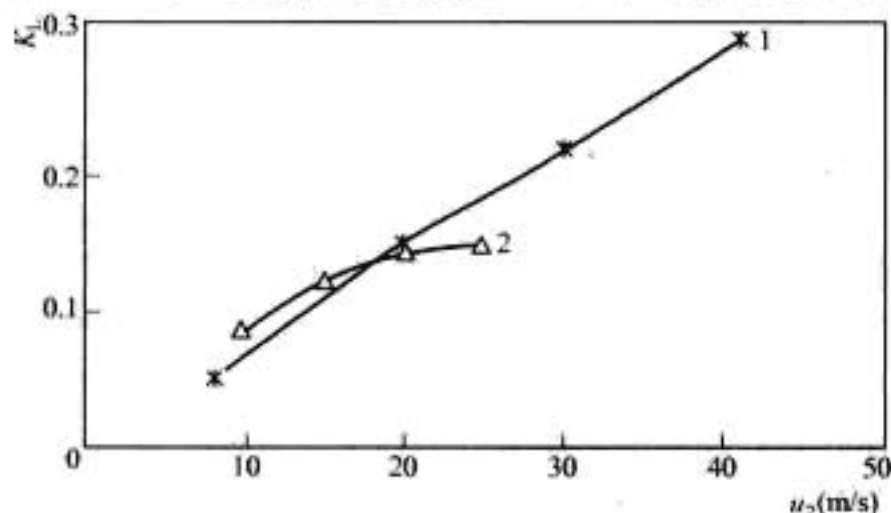


图 3.3-142 流量系数

1—500r/min 机组采用后倾式泵孔; 2—某试验台数据

量, m³/s。

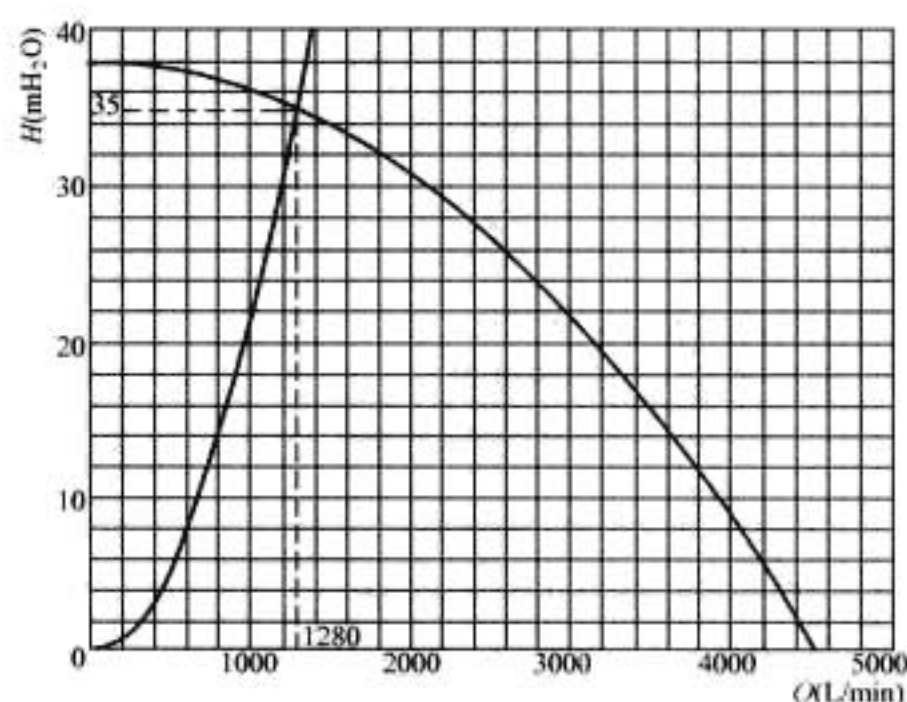


图 3.3-143 镜板泵计算

(5) 管路压降特性。按照外加泵外循环管路系统类似的方法, 计算各段管路的压力损失与流量的关系, 得到管路压降特性曲线。管路总压降为各段沿程压力损失和局部压力损失的总和。

(6) 确定镜板泵的参数。利用泵特性曲线和管路压降特性曲线(图 3.3-143), 求两者的交点即是镜板泵的工作点。镜板泵的工作点应该满足以下要求:

1) 泵特性与压降特性的交点对应的流量, 应比循环冷却所需要的流量 Q 大 20%~30%, 以补偿计算误差。

2) 如果在瓦间安置喷油管结构, 应使泵在喷油管出口处保持 0.05~0.1MPa 的压力。这个值选择过高, 喷油管区域易形成紊流, 不利于瓦的润滑。喷油管的总喷油量应为所需理论润滑油量的 1.5~2 倍。喷油管的喷油量可按式估算

$$Q_0 = 1700 n d^2 \sqrt{p} \quad (\text{L/min})$$

式中: n 为管段上的孔数; d 为孔的直径, m; p 为喷油管出口处压力, 一般为 5000~10 000Pa。

镜板泵受外形尺寸和转速等的限制, 当反复计算、调整满足不了对泵参数的要求时, 应集中调整阻力特性。滤油器滤网的局部摩擦阻力占的比例较大。为了减小滤网的阻力, 可在滤油器的进、出油管两端并联一旁通管, 待滤网使用一段时间后(机组试运行)打开旁通阀, 关闭过滤器, 投入正常运行。

4.4.4.3 镜板泵的结构设计

镜板泵结构设计应考虑以下几点:

(1) 为简化泵孔

的加工工艺, 一般在镜板厚度方向的中间位置钻径向孔或钻后倾式斜孔。虽然后者的压头效率稍低一些, 但出口油流的合成角度 β_2 较大, 集油槽的油流出口角度 β_3 则较小, 见图 3.3-144, 这样可以简化结构, 避免碰撞损失。泵孔的入口和出口角度可按式近似计算:

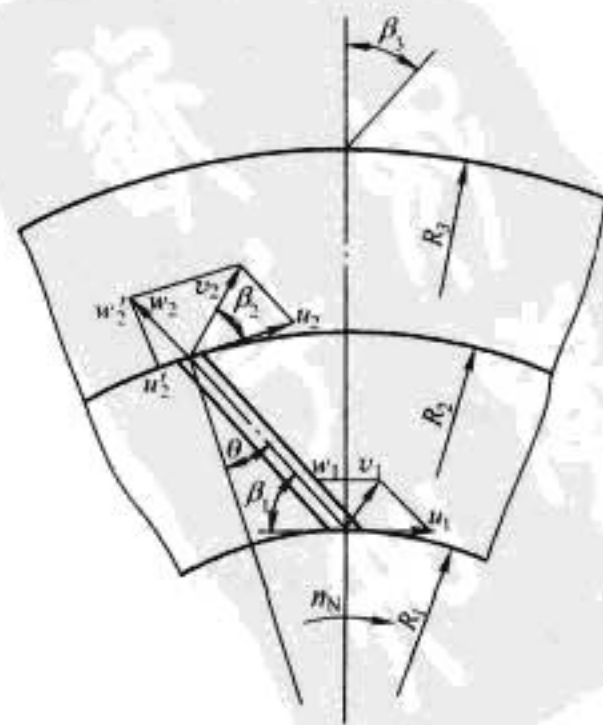


图 3.3-144 后倾式泵孔矢量图

1) 入口角度 β_1

$$\beta_1 = \arctan \frac{2v_r}{u_1}$$

式中: u_1 为镜板泵进口内圆周边速度, $u_1 = \frac{\pi D_1 n_N}{60}$, m/s;

v_r 为径向入口流速, $v_r = \frac{Q}{A}$, m/s; A 为泵孔的总截面积, m^2 ; Q 为循环油流量, m^3/s 。

2) 集油槽油流出口角度 β_3

$$\beta_3 = 90^\circ - \beta_2$$

$$\beta_2 = \arctan \frac{w'_2}{u_2 - u_2'}$$

$$u_2' = w_2 \sin \theta$$

$$w_2' = w_2 \cos \theta$$

$$w_2 = v_r = \frac{Q}{A}$$

$$\theta = \arcsin \left(\frac{R_1}{R_2} \cos \beta_1 \right)$$

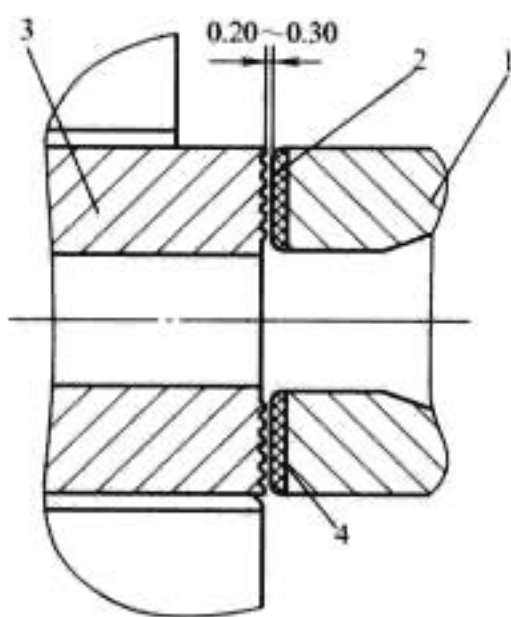


图 3.3-145 集油槽密封
1—集油槽; 2—俯视左螺旋沟;
3—镜板; 4—俯视右螺旋沟

(2) 集油槽相当于油泵的外壳, 其作用是汇集油流并将部分动压油转变为静压油, 然后以全压形式将油输出。因此, 在结构上要求有一定的扩散区, 内腔表面的粗糙度应小于 $3.2\mu m$, 以减小动压油的碰撞和突然扩大引起的压头损失。与镜板外缘配合处应密封良好。图 3.3-145 和图 3.3-146 为两种不同型式的密封结构。一种为轴承合金接

触, 在镜板外圆接触面上加工出左、右螺旋沟。另一种称为浮动密封环, 环用酚醛布板或者耐磨复合材料制成, 用小弹簧支撑着, 使它与旋转件保持适当的间隙。

为了减小集油槽内的压头损失和环流, 输出油管可以由多个并联支路组成, 每个支路和一个冷却器相连。冷却器可以制作得小一些, 占地面积小, 便于布置。

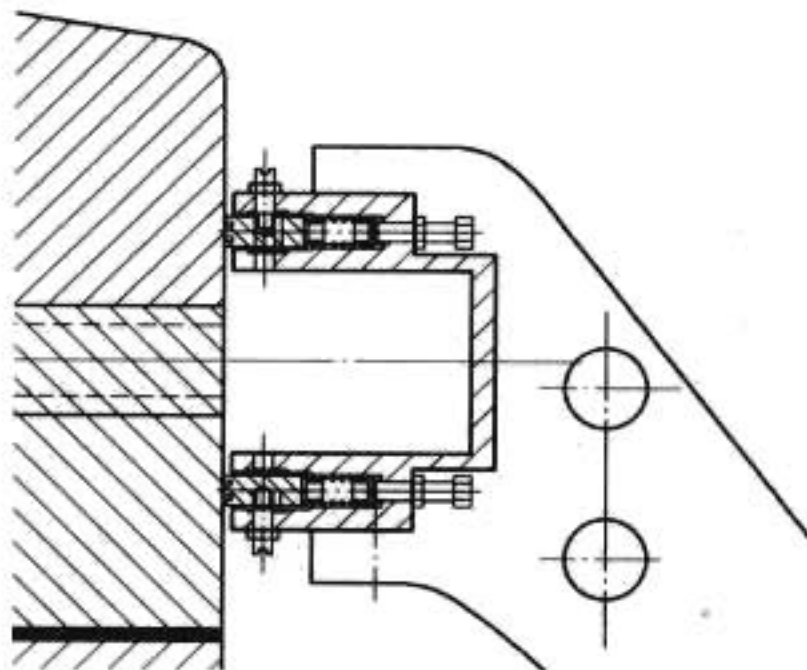


图 3.3-146 浮动密封环集油槽结构

4.4.5 导瓦自身泵外循环油冷却方式

4.4.5.1 结构特点

导瓦自身泵外循环冷却系统是瑞士 ABB 公司的传统结构, 整个管路系统的油流循环动力由导瓦前部或侧面的泵槽

阶梯轴承 (图 3.3-147) 产生, 没有外加油泵装置。在导轴承的底部, 附加有出油管, 将泵打出的热油汇集到系统油环管, 经外置油冷却器冷却后, 返回到位于轴承下部的冷油环管, 然后进入油槽, 再回到推力瓦的内缘附近, 一部分冷油进入推力瓦, 另一部分与热油混合后, 回到导瓦泵槽, 完成循环过程。当机组运行时, 可形成稳定的压头。由导瓦泵产生的静压头约为 $0.15 \sim 0.2 MPa$, 冷却器压力损失约为 $0.02 MPa$, 管路压力损失约为 $0.02 MPa$, 其他杂散压力损失约为 $0.02 MPa$, 因此要求导瓦泵的出口压力大于 $0.06 MPa$ 。

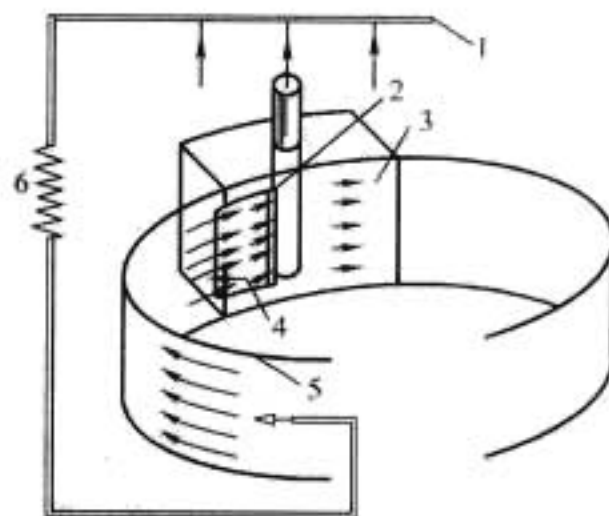


图 3.3-147 导瓦自身泵工作原理
1—环管; 2—泵槽; 3—油膜厚度; 4—泵槽深度;
5—轴承工作面; 6—冷却器

对于双向旋转的发电电动机, 油流也存在正反两个旋转方向, 因此相应地在导瓦上开了两个方向的泵槽, 在汇油管前端分别设有两个方向的逆止阀, 从而保证油流均是单向通过的。为防止冷热油混合, 相邻推力瓦之间设置有导流隔板。

有两种导瓦自身泵结构, 分别为泵槽在导瓦前部、泵槽与导瓦平行, 见图 3.3-148。泵槽在导瓦前部可产生较大的压头及流量, 泵槽与导瓦平行所产生的流量较小。

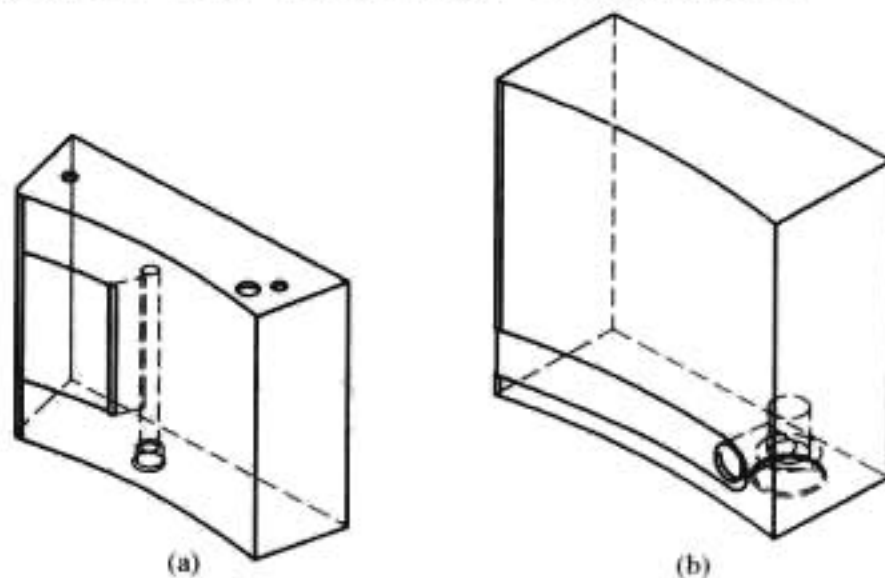


图 3.3-148 自身泵导瓦的结构
(a) 泵槽在导瓦前部; (b) 泵槽与导瓦平行

导瓦自身泵外循环适宜在较高转速机组 (如抽水蓄能机组) 上使用, 一是推力轴承 PV 值较高, 二是轴承的尺寸较小。自身泵的流量和压头随轴承滑转子表面速度的提高而提高, 因而在飞逸工况下, 轴瓦表面有更多的油进行润滑, 不致引起油温及瓦温过高, 提高了轴承超速运行的安全可靠。

导瓦自身泵的采用, 使得外部循环油泵以及必要的监控组件也因此取消, 使启动前的检查程序更为简化, 缩短了机组启动时间, 在辅助电源事故的情况下能使机组安全停机。

4.4.5.2 导瓦自身泵外循环计算

导瓦自身泵外循环所需的循环油流量、冷却水量、冷却器出水温度、冷却器对数温差、冷却器的冷却面积和管路压

降特性等,按照与外加泵外循环相同的方法计算。在冷却能力相同的情况下,优先选用压降小的冷却器,如压力损失在0.02MPa左右的管式冷却器。

自身泵导轴瓦分成普通导轴瓦和自身泵导瓦两段。在导轴承计算后进行自身泵计算时,需使用运行时的导瓦油膜厚度值。

下面以泵槽在导瓦前部的导瓦泵为例简述其计算过程,计算原理类似阶梯轴承。图3.3-149所示为泵槽在导瓦前部的导瓦泵的结构尺寸。

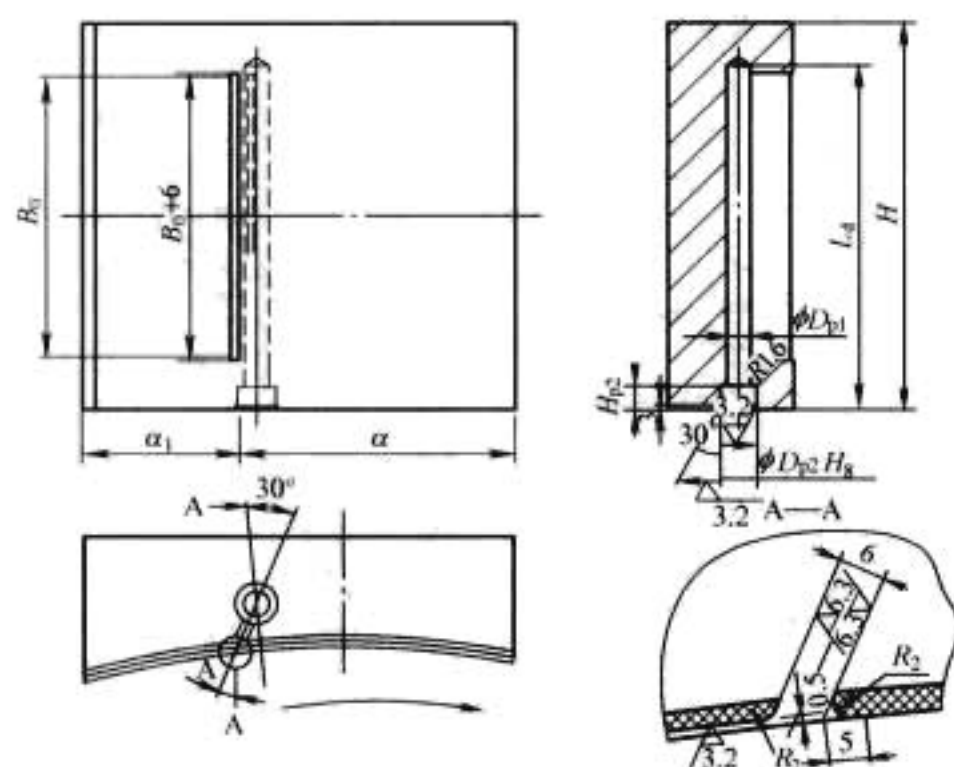


图 3.3-149 自身泵导瓦的结构尺寸

- (1) 机组额定转速 n_N , r/min。
- (2) 滑转子外径 d , m。
- (3) 有泵槽的轴瓦数, m_1 。
- (4) 瓦块夹角 α , ($^\circ$)。
- (5) 泵槽夹角 α_1 , ($^\circ$), 一般 $\alpha_1 \leq \alpha/2$ 。
- (6) 瓦块的轴向宽度 H , m。
- (7) 泵槽的轴向宽度 B_0 , m。
- (8) 瓦块的弧长

$$L = \frac{\alpha \pi d}{360} \quad (\text{m})$$

- (9) 泵槽的有效长度

$$L_1 = \frac{\alpha_1 \pi d}{360} - 0.01 \quad (\text{m})$$

- (10) 滑转子外缘的周速

$$v_m = \frac{\pi d n_N}{60} \quad (\text{m/s})$$

- (11) 导瓦自身泵的出口压力

$$p_{\text{back}} = 0.06 \text{ MPa}$$

- (12) 润滑油。

一般选用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮润滑油,可近似取:

比热容

$$c_p = 1900 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$$

密度

$$\rho = 886 \text{ kg/m}^3$$

L-TSA32 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\ 090\ 837\ 224\ e^{702.6/(t+82)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

L-TSA46 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\ 053\ 234\ 089\ e^{887.5/(t+93)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

L-TSA68 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\ 066\ 227\ 934\ e^{855.6/(t+85)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

- (13) 油膜厚度 h , m。

- (14) 泵槽的深度 h_1 , m。

- (15) 泵槽平均深度

$$h_p = h + h_1 \quad (\text{m})$$

- (16) 进泵槽的流量

$$Q_{\text{pocket}} = \frac{v_m}{2} h_p B_0 - \frac{h_p^3 B_0}{12 L_1 \eta} p_{\text{back}} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

- (17) 进导瓦的流量

$$Q_{\text{pad}} = \frac{v_m}{2} h B_0 - \frac{h^3 B_0}{2 L_1 \eta} p_{\text{back}} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

- (18) 泵的总流量

$$Q_p = (Q_{\text{pocket}} - Q_{\text{pad}}) m_1 \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

- (19) 导瓦自身泵的损耗

$$P_p = (F_{\text{pocket}} - F_{\text{edge}}) v_m m_1 \times 10^{-3} \quad (\text{kW})$$

$$F_{\text{pocket}} = \frac{p_{\text{back}}}{2} h_p B_0 + \frac{v_m}{h_p} \eta L_1 B_0$$

$$F_{\text{edge}} = \frac{p_{\text{back}}}{2} h (H - B_0) + \frac{v_m}{h} \eta L_1 (H - B_0)$$

- (20) 导瓦自身泵需带走的总损耗

$$P_{\text{total}} = P_{\text{thrust}} + P_{\text{guide}} + P_p \quad (\text{kW})$$

式中: P_{thrust} 为推力轴承的损耗, kW; P_{guide} 为导轴承的损耗, kW。

- (21) 冷却器的油温升

$$\Delta t_y = \frac{P_{\text{total}}}{\rho c_p Q_p} \times 10^3 \quad (^\circ\text{C})$$

一般要求设计的导瓦自身泵满足 $\Delta t_y < 12^\circ\text{C}$ 。

- (22) 管路压力损失。

按照外加泵外循环管路系统类似的方法,计算各段管路的压力损失。管路总压降为各段沿程压力损失和局部压力损失的总和。要求管路总压降与冷却器压力损失的总和小于0.06MPa。

4.5 推力轴承主要结构部件

4.5.1 推力轴瓦

4.5.1.1 瓦的结构型式

推力轴瓦主要有以下几种型式:

(1) 带鸽尾槽的巴氏合金瓦。水轮发电机过去常采用一种带鸽尾槽的巴氏合金瓦结构,即在60~120mm厚的钢瓦坯表面加工出鸽尾槽[图3.3-150(a)],然后浇铸轴承合金。

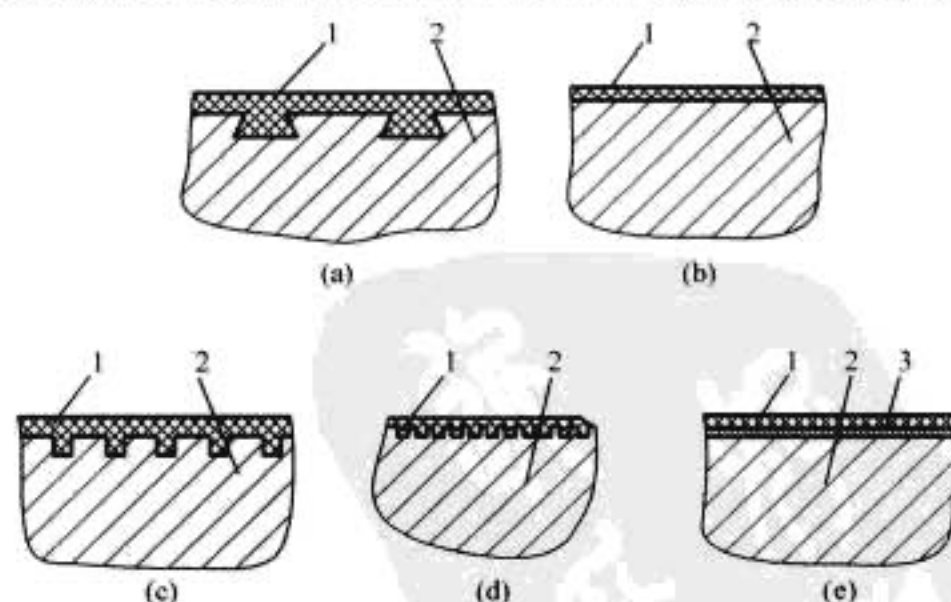


图 3.3-150 推力轴瓦的轴承合金结构

(a) 鸽尾槽; (b) 光面; (c) 小方槽; (d) 密方槽; (e) 铜底
1—轴承合金; 2—钢质瓦坯; 3—铜层

(2) 无鸽尾槽的巴氏合金瓦。由于巴氏合金层与钢瓦体热膨胀系数相差较大,在鸽尾槽附近巴氏合金层的不均质热变形较大,局部易出现鼓包现象,因此现在常采用新的工艺方法直接在钢瓦坯表面浇铸轴承合金,巴氏合金层厚度可减

薄至 3~5mm。

(3) 铜底轴承合金瓦。在钢坯和轴承合金之间铺焊一层 2~3mm 厚的铜层 [图 3.3-150 (e)]。轴承合金与铜黏合较牢。轴承合金的线膨胀系数值约比钢的大两倍,在两者之间铺焊一层紫铜过渡层(铜的线膨胀系数值介于钢和轴承合金之间),可以防止由于热膨胀而引起的瓦面(鸽尾槽处)凸起变形和轴承合金脱壳。这种结构适用于 PV 值较高的大负荷推力轴承。

(4) 水冷巴氏合金瓦。普通巴氏合金推力瓦轴承的一部分摩擦损耗由润滑油膜带走,其余的损耗依靠瓦体与油之间的温差散出去。在瓦面轴承合金层间嵌铸冷却管或在瓦体内加工出冷却水道,制成水冷巴氏合金瓦,见图 3.3-151、图 3.3-152 和图 3.3-153。在瓦的出油边侧通入冷却水,可将瓦面的大部分损耗带走(水冷传热计算参见文献《水轮发电机设计与计算》),另一部分损耗由常规冷却器带走。水冷瓦的冷却效果好,瓦温较一般瓦的低,故可以提高轴承的承载能力,并可使油冷却器的容量减少一半以上。但冷却水管附近温差较大,导致局部变形较大。水冷瓦结构适用于轴瓦尺寸和推力负荷大的低速、大容量发电机推力轴承,或 PV 值等润滑参数高的高速、大容量发电机的推力轴承。水冷瓦有三种结构,其中排管式冷却效果较好。图 3.3-152 所示为国外水轮发电机采用的一种水冷瓦结构。

1) 排管式。将紫铜管焊成多支路并联的排管,安置在

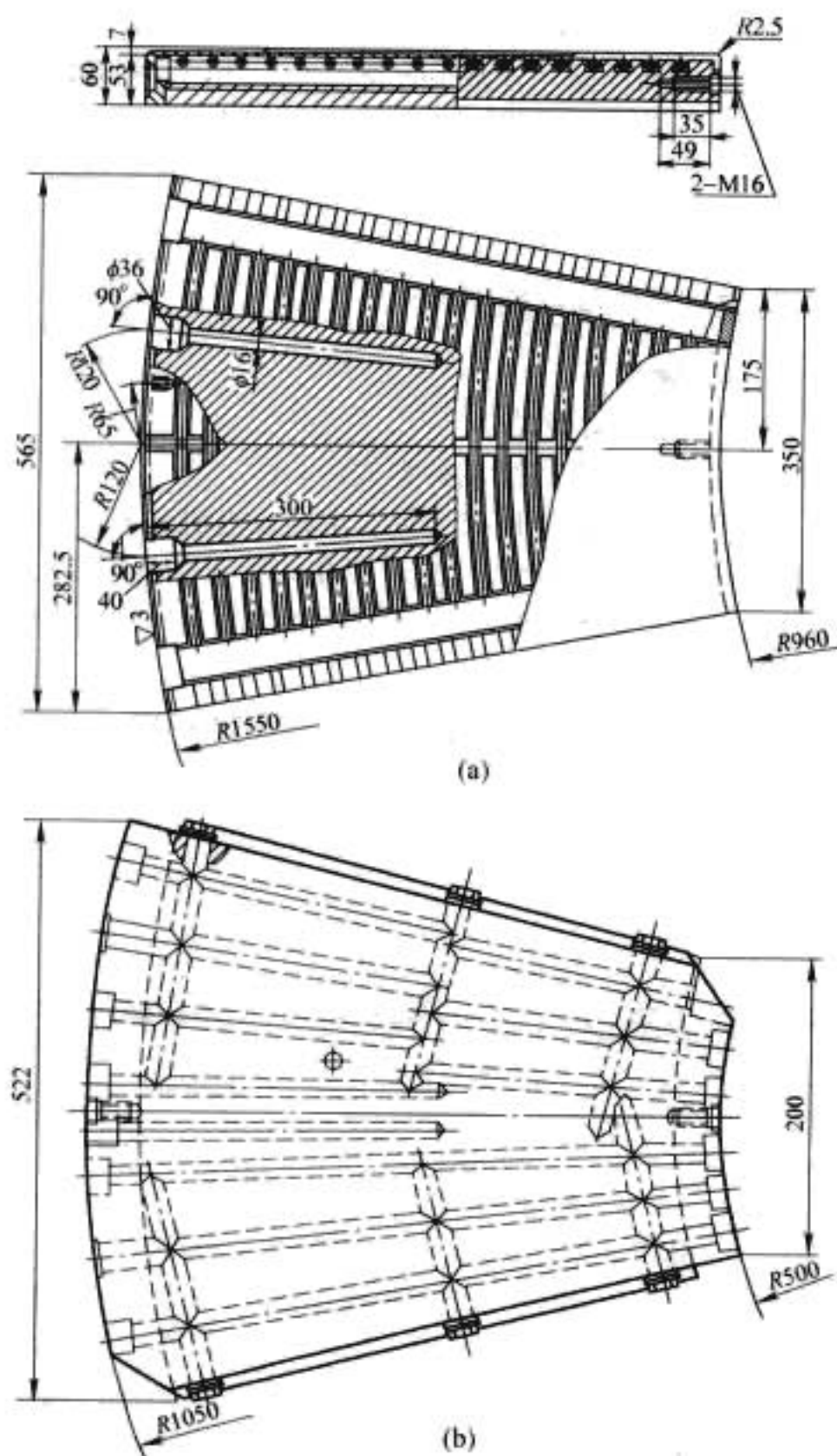


图 3.3-151 水冷瓦结构
(a) 排管式; (b) 钻孔式

加工槽内,然后与轴承合金浇铸成一体,见图 3.3-151 (a)。这种结构的焊接工艺较复杂,瓦面水管分布较均匀,故轴瓦温度分布较均匀。

2) 钻孔式。在瓦体内平行于瓦面方向钻深孔,相互连接成几个回路,见图 3.3-151 (b)。这种结构的钻孔工艺也比较复杂,而且孔数不能过多,故瓦面的冷却均匀程度不如排管式。

3) 铸管式。将经酸洗搪锡处理后的钢质冷却水管与铸钢瓦体浇铸成整体,见图 3.3-153。这种结构的制造工艺稍简单,冷却效果同钻孔式。

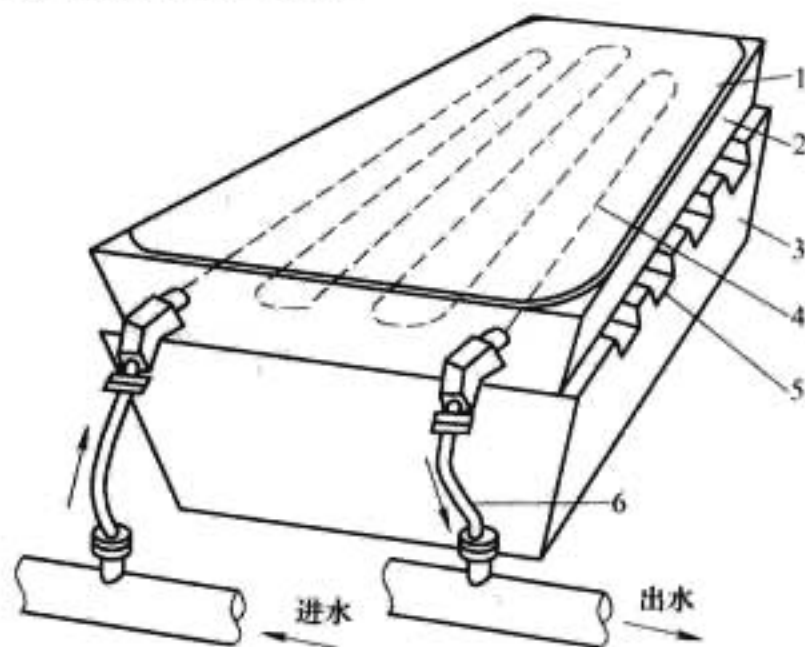


图 3.3-152 国外一种水冷瓦结构
1—轴承合金; 2—推力瓦; 3—托瓦;
4—冷却水管; 5—冷却油沟; 6—软管

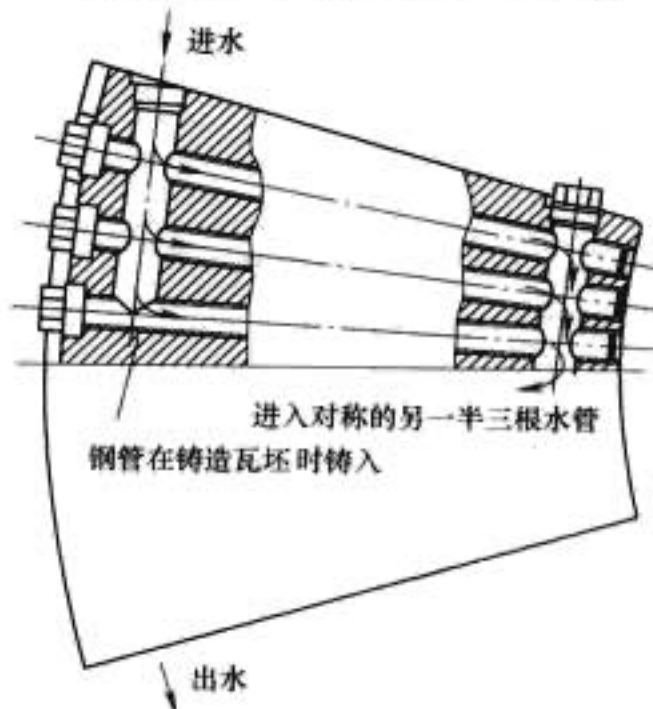


图 3.3-153 铸管式水冷瓦

(5) 双层瓦。为了方便推力轴瓦的检修和更换,大、中容量机组的推力轴瓦常采用双层瓦结构,由推力瓦和托瓦组成。推力瓦较薄,厚度约为 50mm,它由刚度较大的托瓦承托,见图 3.3-152。沿轴瓦厚度方向的温度变化主要落在推力瓦上,托瓦顶面开冷却油沟,因而托瓦厚度方向的温差较小,热变形小。托瓦刚度大,可减小轴瓦的机械变形。双层瓦适用于轴瓦尺寸较大和润滑参数较高的推力轴承。

(6) 青铜塑料烧结复合材料轴瓦。青铜塑料烧结复合材料(国外称为 C-1-Y 材料)轴瓦是在轴瓦钢基上烧结青铜抗磨粉多孔层和带填料的氟塑料,这种材料具有自润滑性能。它的主要优点是:摩擦系数小(0.06~0.07)和耐高温。因此,可以改善轴承的启动性能和提高轴承的承载能力。前苏联首先将 C-1-Y 材料推力瓦用于推力负荷 12.7MN (1300t)、平均周速 12m/s、单位压力达 9MPa 的轴承上,运行情况良好。

(7) 弹性金属塑料瓦。通过专门工艺方式,将弹性复合层与推力瓦的金属瓦坯焊牢在一起,并经加工后具有符合要

求的形状和几何尺寸的轴瓦称弹性金属塑料瓦, 简称塑料瓦或 EMP 瓦, 见图 3.3-154。弹性复合层是由弹性金属丝层(一般为绕簧状金属丝)与塑料材料(一般为氟塑料)在一定工艺条件下而形成的复合材料层, 其弹性金属丝在塑料层中有一定的镶嵌深度。弹性复合层所采用的瓦面材料有白色的纯聚四氟乙烯塑料和灰蓝色的改性聚四氟乙烯塑料。改性聚四氟乙烯塑料中加入了一些改性填料, 因此其耐磨性能和机械性能有所改善。弹性金属塑料瓦轴承具有一些明显的优点, 因此在水轮发电机推力轴承上得到广泛应用。

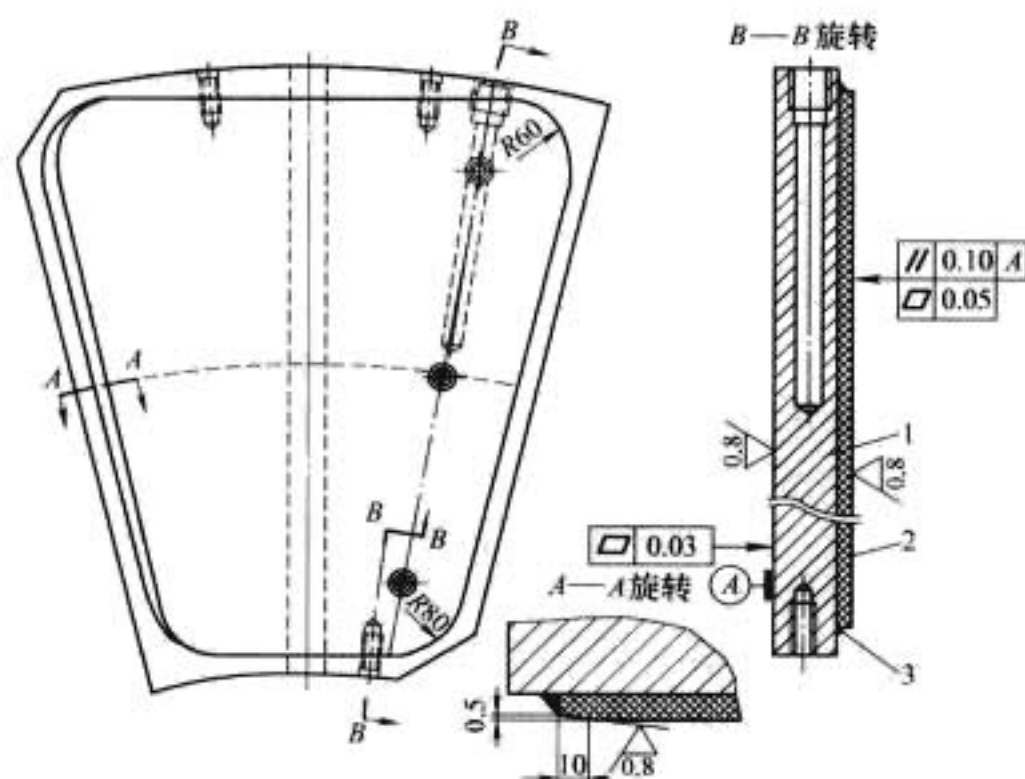


图 3.3-154 弹性金属塑料瓦

1—钢板; 2—弹性复合层; 3—焊料

- 1) 瓦面不需研刮, 减轻了检修工作量, 缩短了检修工期。
- 2) 不需要设高压油顶起及水内冷瓦。
- 3) 对机组“冷态”、“热态”启动不受限制。
- 4) 允许推力油温 $5\sim 50^{\circ}\text{C}$, 瓦温比相同工况下的钨金瓦低 20°C 左右。

5) 允许降低刹车转速。

6) 白色的纯聚四氟乙烯塑料瓦的工作表面绝缘电阻大于 $5\text{M}\Omega$, 对防止轴电流增加了一道保护。

7) 相对于钨金瓦, 塑料瓦允许运行在较高的推力油温和比压工况下, 从而降低轴承损耗。

4.5.1.2 巴氏合金轴瓦技术要求

巴氏合金轴瓦有以下要求:

(1) 具有鸽尾槽的普通瓦, 其瓦面轴承合金厚度一般为 5mm , 表面粗糙度要求达 $1.6\mu\text{m}$, 在工地安装时再研刮到 $0.8\mu\text{m}$ 。要求每平方米有 $1\sim 3$ 点接触, 瓦面局部不接触面积每处不应大于轴瓦面积的 2% , 最大不超过 16cm^2 , 其总和不应超过轴瓦面积的 5% 。瓦的周边修成 $R2$ 圆角, 进油边可在 10mm 范围内刮出深 0.5mm 的楔形斜坡, 见图 3.3-155, 有利于发电机启动时油膜的形成。瓦坯上不加工鸽尾槽, 直接在铜底或瓦坯上浇铸轴承合金的推力瓦结构, 有利于消除由于鸽尾槽内轴承合金膨胀造成的瓦面条状热变形, 现已得到大量应用。

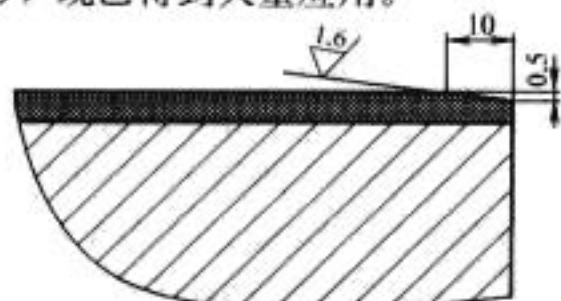


图 3.3-155 推力瓦进油边楔形斜坡

(2) 为了减小轴瓦进油和出油区的流体阻力, 一般在瓦外径的左上角和内径的右下角切去一块, 见图 3.3-156 (a), 其边长为 $30\sim 60\text{mm}$ 。若切去后能修

成圆弧形或双曲线形, 见图 3.3-156 (b), 则更为理想。

(3) 为了降低推力瓦的进油温度, 可以在推力轴瓦的进油边加工油沟, 由外循环系统直接供油, 见图 3.3-156 (c)。

(4) 轴瓦应采用超声波探伤和着色检验方法, 检查轴承合金与瓦坯的结合情况。其要求为:

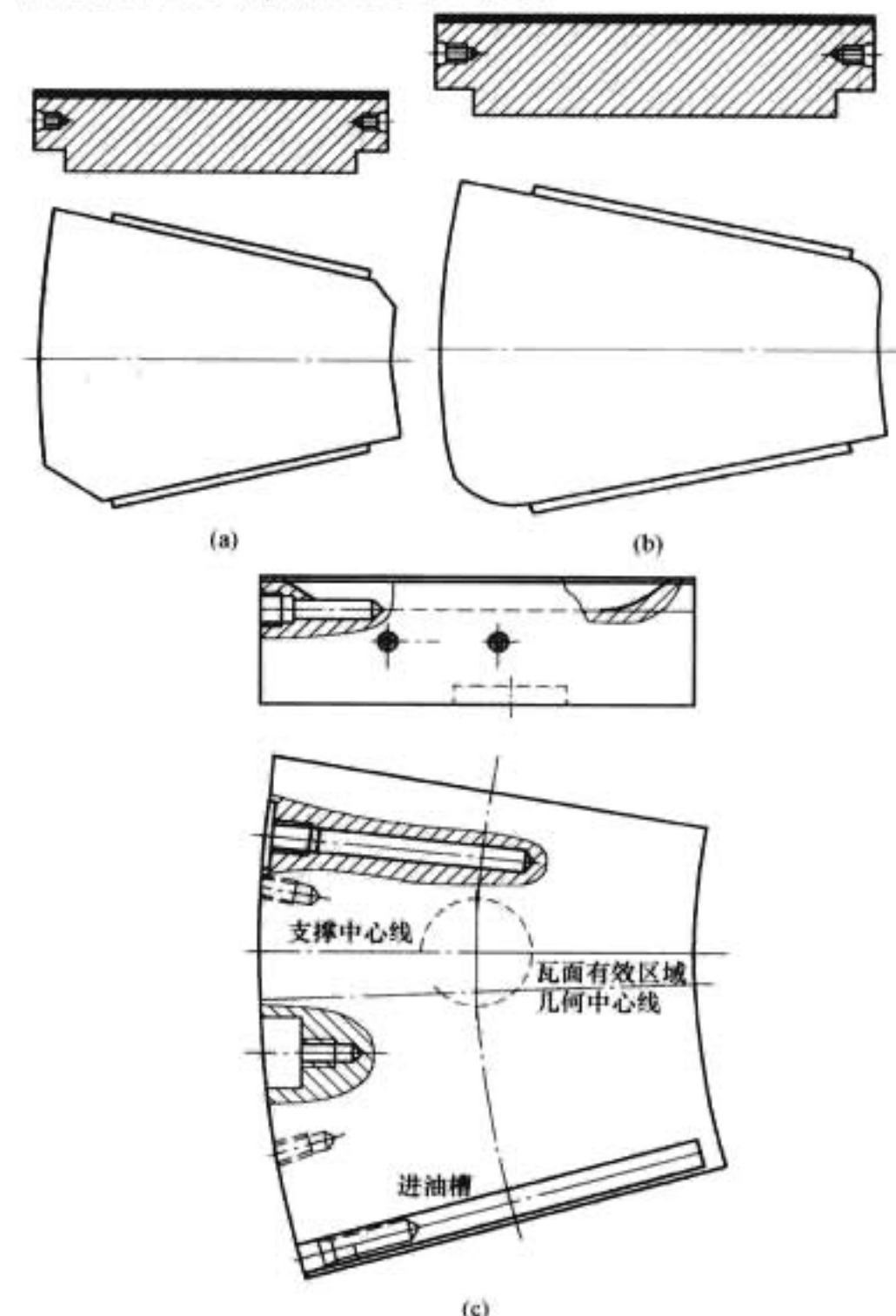


图 3.3-156 推力瓦外形

1) 在瓦边缘区: 结合不良或全部不结合的最大长度不大于 25mm ; 未结合面之间的最小间距应大于 $1/5$ 轴瓦宽度。

2) 在瓦中心区: 未结合的总面积不大于轴承合金总面积的 15% 。

精加工后的轴承合金表面, 不允许有裂纹、冷隔、组织疏松、密集气孔 (≥ 4 个气孔/ cm^2), 允许直径 $1\sim 2\text{mm}$ 的单个气孔存在, 但在 $125\text{mm}\times 80\text{mm}$ 或 $100\text{mm}\times 100\text{mm}$ 范围内不超过 8 个。直径大于 2mm 的气孔应进行补焊。

(5) 双层瓦结构的推力轴承, 推力瓦与托瓦之间的接触面积不小于 80% , 四周间隙不超过 0.03mm 。

(6) 无调节螺栓的轴瓦厚度应一致, 同一组各瓦块厚度差不应大于 0.02mm 。

(7) 使用安装于瓦内的温度传感器时, 巴氏合金瓦温低于 80°C 能长期运行; 推力轴承在油槽热油温度低于 50°C 下长期运行时, 油槽热油温度到 50°C 时报警, 油温到 55°C 时停机。

4.5.1.3 弹性金属塑料瓦的技术要求

按 GB/T 7894、JB/T 10180、GB 8564、DL/T 622 的相关规定, 设计制造的塑料瓦应满足以下技术要求, 并长期安全、可靠运行。

(1) 许用单位压力不大于 7.0MPa 。

(2) 许用平均线速度不大于 40m/s , 不小于 4m/s 。

(3) 应根据不同推力轴承支撑结构和金属瓦体、镜板的变形选取合理的瓦面柔度数值,当试验单位压力为最大油膜压力、温度为 $(20^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C})$ 时, λ 值的范围一般在 $3\sim 12\mu\text{m}/\text{MPa}$ 。

(4) 轴承采用符合 GB 11120 要求的汽轮机油润滑,允许油槽油温为 5°C 及以上时机组启动;运行时,热油温度不超过 50°C ;不允许断油运行。

(5) 在年启、停机不超过 1200 次、年运行 5000h 以上的情况下,塑料瓦的使用年限一般可达 15 年。

(6) 装有塑料推力瓦的推力轴承,不再设置高压油顶起装置和瓦体内冷系统。采用塑料瓦后,可以保留防止轴电流的轴承绝缘系统。

(7) 塑料瓦完全由制造商加工完毕,安装及检修过程中一般不需要刮、研瓦面和瓦背面。如瓦面及瓦背面需要刮、研或加工,则应与制造商协商后进行。

(8) 塑料瓦面应具有合理的型面,见图 3.3-157,这对瓦面油膜的稳定形成非常重要。周向型面一般由 4 段平面组成:进油边坡口、进油边斜面、平台部分和出油边斜面。进油边坡口周向宽度为 $5\sim 12\text{mm}$,深度为 $0.3\sim 0.6\text{mm}$ 。

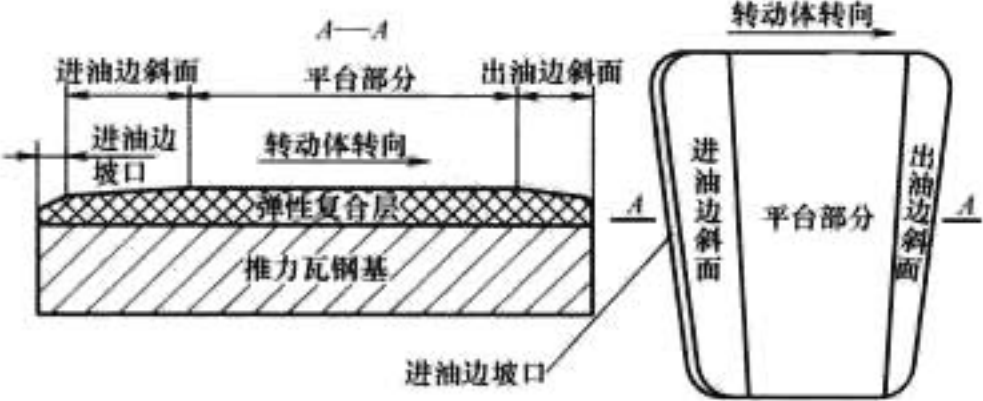


图 3.3-157 塑料瓦的型面

(9) 塑料瓦面的粗糙度不低于 $1.6\mu\text{m}$ (不包括倒角及圆角、周边),瓦底面的粗糙度为 $0.8\mu\text{m}$,瓦面平台部分及瓦底的平面度为 0.03mm ,平行度为 0.05mm ;有调节螺栓的轴瓦厚度公差值为 $\pm 0.05\text{mm}$,无调节螺栓的轴瓦厚度公差值为 $\pm 0.02\text{mm}$ 。

(10) 为方便检测瓦面的磨损情况,可以在同套瓦中的几块瓦的出油边附近沿径向加工 $1\sim 3$ 个同心环槽,环槽深度为 $0.05\sim 0.20\text{mm}$,槽深差一般为 0.05mm 。

(11) 瓦面材料可以添加或者不添加补强填充剂,但添加的填充剂不得脱落也不得划伤镜板表面。

(12) 弹性金属塑料复合层厚度推荐为 $8\sim 10\text{mm}$,其中塑料层厚度为 $1.5\sim 3.0\text{mm}$ 。

(13) 弹性复合层必须整体压制,不允许采用塑料层拼接方式。表面观察应无金属丝裸露,弹性复合层与钢基结合的周边不允许存在脱焊、脱壳、分层等缺陷,切割的断面应光滑、平整,内部缺陷不应超过表 3.3-21 的规定。

表 3.3-21 弹性复合层与钢基结合质量标准

瓦面积 (cm^2)	容许单个缺陷 最大面积 ($\leq \text{cm}^2$)	容许缺陷 数量	容许缺陷总面积占瓦 面积的百分数 ($\leq \%$)
500 及以下	16	2	4
500~1000	25	2	4
1000~1500	25	3	4
1500~2000	36	4	4
2000~3000	36	5	4
>3000	36	6	3

(14) 塑料瓦应适用于推力轴承镜板为下列工况条件时:

1) 工作表面的粗糙度不大于 $0.4\mu\text{m}$ 。

2) 工作表面的平面度:对于液压弹性支撑不大于 0.06mm ,其他支撑不大于 0.04mm 。

3) 镜板两平面的平行度:对于液压弹性支撑不大于 0.07mm ,其他支撑不大于 0.05mm 。

(15) 推力轴承安装时,各轴瓦受力调整应符合下列要求:

1) 液压弹性油箱支撑:起落转子,各弹性油箱外径侧静态压缩量与平均压缩量的偏差不得超过 $\pm 20\%$;对多波纹弹性油箱,各弹性油箱外径侧静态压缩量的最大偏差不得超过 0.30mm 。

2) 其他支撑:各轴瓦的载荷分布与平均值的偏差不得超过 $\pm 10\%$ 。

3) 初次调整时,单瓦承受的单位压力不允许超过 10MPa 。

(16) 轴承润滑油的清洁度应符合有关规定,应不低于巴氏合金瓦对润滑油的相应要求。

(17) 塑料瓦应按要求加工温度计安装孔,原则上每块瓦都应具有安装测温元件的条件。

(18) 盘车时瓦面有少量润滑油时,静摩擦系数为 $0.06\sim 0.08$,动摩擦系数为 $0.02\sim 0.04$ 。盘车启动转矩可按 $0.07\times(\text{机组转动部分质量})\times(\text{推力轴承支点半径})$ 估算。

(19) 充油后首次启动机组前应顶起转子润滑瓦面,以后停机超过 $5\sim 7$ 天启动机组时应顶起转子,其他情况可以直接启动。在发现瓦面磨损达到型面深度时,则停机超过 24h 就应顶起转子。

(20) 允许停机后立即进行热启动。

(21) 允许机组转速降至平均线速度为 $1.8\sim 2.0\text{m/s}$ 时进行制动停机。允许每年不加闸惰性停机次数不超过 3 次,但当转速下降到平均线速度为 $0.9\sim 1.0\text{m/s}$,若维持 15min 仍不能停机时,应加闸强迫制动停机。

(22) 使用安装于金属瓦基中的温度传感器时,塑料瓦瓦温低于 55°C 长期运行,塑料瓦温至 55°C 时报警,瓦温至 60°C 时停机。

(23) 使用安装于瓦面的温度传感器时,在 90°C 以下长期运行, 90°C 报警, 95°C 停机。

(24) 推力轴承在油槽热油温度低于 50°C 下长期运行,油槽热油温度至 50°C 时报警,油温至 55°C 时停机。

(25) 在油槽油温 40°C 以下时,可监测瓦温与热油的温差,此时报警、停机整定值分别是瓦温比热油温度(稳定值)高 $10\sim 15\text{K}$ 和 $15\sim 20\text{K}$ 。

(26) 允许推力轴承在油冷却器短时断水情况下运行,运行时间不超过 15min ,运行热油温度不超过 50°C ,瓦温不超过 60°C 。

(27) 塑料瓦在油冷却器漏水不超过油槽总油量 5% 的情况下,允许短时运行,但运行时间不得超过 4h 。

4.5.2 镜板
(1) 镜板技术要求。镜板是推力轴承的关键部件之一。当轴承运行时,油膜厚度只有 $0.02\sim 0.07\text{mm}$,因此要求镜板有较高的精度和表面粗糙度。镜面有伤痕、硬点等缺陷,则可能破坏油膜,甚至造成烧瓦事故。镜板上、下两平面的平行度,直接影响机组安装时摆度的调整和运行稳定性。对镜板的精度要求,见图 3.3-158。镜板外径大于 4m 的平行度公差取 0.04mm ,外径为 $1\sim 4\text{m}$ 的平行度公差取

盘的轴向柔度，在运行中也有一定的均衡负荷作用。

(2) 托盘的材质。应选用能承受较大弯曲应力的高强度弹性材料。可采用优质合金钢，如 45 号锻钢、40Cr、30Cr 等。托盘材质的典型机械性能为：

抗拉强度： $\sigma_b \geq 450\text{MPa}$ ；

屈服强度： $\sigma_s \geq 225\text{MPa}$ ；

延伸率： $\delta_5 \geq 14\%$ ；

断面收缩率： $\psi \geq 22\%$ ；

硬度： $HB=143\sim 187$ 。

(3) 托盘的应力及挠度计算。图 3.3-163 给出托盘应力用的结构尺寸，主要计算程序如下：

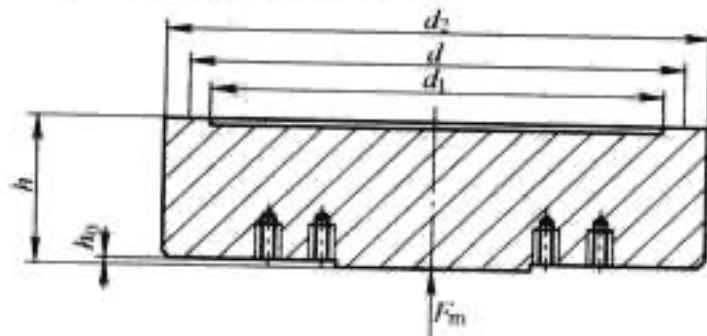


图 3.3-163 计算托盘应力用的结构尺寸

1) 挤压应力

$$\sigma_j = 1.275 \frac{F_m}{d_2^2 - d_1^2} \quad (\text{Pa})$$

式中： F_m 为每块瓦的受力，N； d_2 为托盘支撑环的外径，m； d_1 为托盘支撑环的内径，m。

2) 极限载荷的安全系数

$$n_j = 1.57 (h - h_0)^2 \frac{\sigma_s}{F_m}$$

式中： σ_s 为托盘材料的屈服点，Pa； h 为托盘厚度，m； h_0 为托盘底部的沉孔深度或者凸台高度，m。

3) 托盘的挠度

$$f = \varphi \frac{F_m}{Eh} \quad (\text{m})$$

式中： φ 为计算系数，与 $2h/d$ 的关系见表 3.3-22； d 为托盘支撑环平均直径，m； E 为托盘材料的弹性模量， $E = 2.01 \times 10^{11} \text{Pa}$ 。

表 3.3-22 计算系数 φ

$2h/d$	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55	0.60
φ	5.62	4.78	3.76	3.27	2.88	2.59

4) 单个托盘柔度

$$\lambda = \frac{f}{F_m} \quad (\text{m/N})$$

5) 托盘总刚度

$$C = \frac{F}{f} = \frac{m}{\lambda} \quad (\text{N/m})$$

式中： m 为支柱螺栓数，即瓦块数。

4.5.5 球面支柱螺栓

在托瓦或者托盘的下面常采用支柱螺栓作为支撑元件，支柱螺栓垂直拧入装有螺纹套筒的轴承座上，以便调整轴瓦高度。对轴承进行安装调整后，用锁片紧固支柱螺栓，以防运行时松动，见图 3.3-164。

(1) 技术要求。

支柱螺栓的头部为半径 1000~3000mm 的球面，经淬火处理，硬度 HRC 应达到 40~50，尾部采用二级精度的细牙螺纹，中部的六角方形尺寸应符合标准规定，头部球面的表面粗糙度要求达 $0.8\mu\text{m}$ 以上，见图 3.3-165。

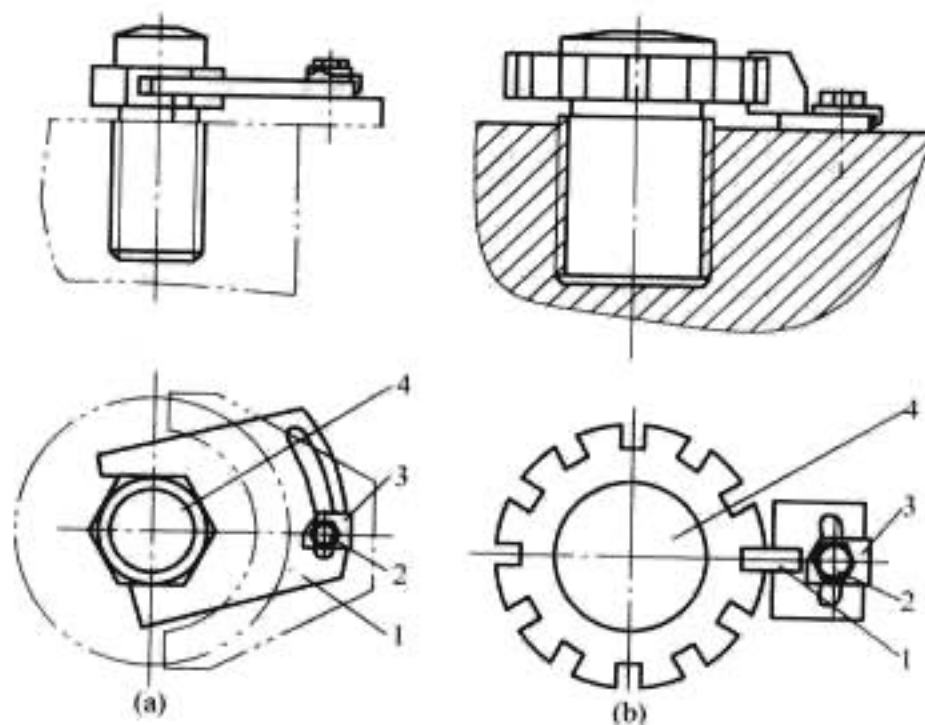


图 3.3-164 支柱螺栓锁紧结构

(a) 结构之一；(b) 结构之二

1—锁定板；2—固定螺栓；3—锁片；4—支柱螺栓

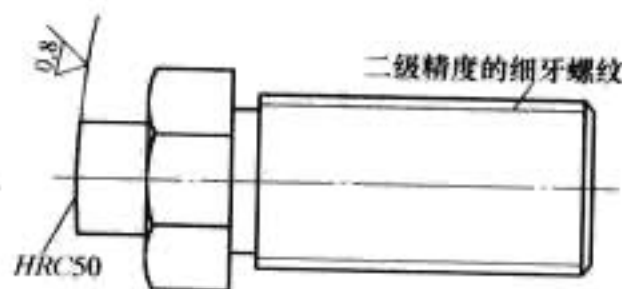


图 3.3-165 支柱螺栓的技术要求

(2) 材质与应力。

考虑到螺纹剪应力较高，为增大安全系数，多数支柱螺栓的材质采用 30Cr 合金结构钢。支柱螺栓头部的接触圆半径为

$$a = \sqrt[3]{\frac{1.5 F_m R}{E}} \quad (\text{m})$$

式中： F_m 为支柱螺栓的负荷，即每块瓦的受力，N； R 为支柱螺栓头部曲率半径，m； E 为托盘材料的弹性模量， $E = 2.01 \times 10^{11} \text{Pa}$ 。

支柱螺栓头部的接触应力按下式计算

$$\sigma = \frac{1.5 F_m}{\pi a^2} = 0.364 \sqrt[3]{\frac{F_m E^2}{R^2}} \quad (\text{Pa})$$

支柱螺栓材质的典型机械性能为：

抗压强度： $\sigma_b \geq 885\text{MPa}$ ；

屈服强度： $\sigma_s \geq 685\text{MPa}$ ；

头部表面硬度： $HRC=40\sim 45$ 。

4.5.6 弹性油箱

弹性油箱承受轴向推力负荷。油箱内充满润滑油，充油前已将油箱内气体排净，油箱之间用钢管相连，整个油压系统需牢固密封。利用油箱的轴向变形及油压传递使各瓦受力均匀。为减小由于温度变化而引起的油箱附加应力，在油箱腔内放有支铁，以减少充油量。另外，当油箱出现漏油事故时，支铁可以承受负荷，不致造成支撑结构破坏的危险。在腔内波纹中亦安置有环形铁块，以减少油量。油箱的外面装有保护套，使油箱不致受机械损伤。在安装调整轴承时，拧动保护套使它与底座接触，作为刚性盘车支撑用，轴承的高程由油箱上部的支柱螺栓调整。

油箱壁的波纹数是根据受力状态和负荷均匀度的需要确定的。当安装时的刚性调整精度达到 $\pm 0.1\text{mm}$ 时，三波纹弹性油箱可以满足 3% 均匀度的要求。若保持同样的均匀度，则四波纹弹性油箱的调整精度可降低到 $\pm 0.2\text{mm}$ 。因此，采用三波纹的弹性油箱较为适宜。

单波纹弹性油箱的工作原理与多波纹的相同,只是结构和负荷均匀度有些区别。为便于拆卸、更换零件,采用了“O”形橡皮圈密封的组合结构。

弹性油箱有焊接式和装配式两种结构。焊接式结构是将弹性油箱直接焊在底盘上,通过底盘的油沟互相连通。装配式结构是将弹性油箱与底盘用螺栓连接,通过外部油管连通。

弹性油箱的几何形状比较复杂,应采用有限元法求出各部分的变形和内应力,目前的计算精度能满足工程上的要求。弹性油箱计算时应考虑油的热膨胀和油压缩的影响。

在 25℃ 时充油初压值为 0.75MPa; 在 10℃ 时充油初压值为 0.15MPa。

弹性油箱材质的屈服点应大于 440~460MPa,安全系数取 1.10~1.15。

4.5.7 推力轴承油密封

推力轴承的油密封不严密,不仅要多消耗润滑油,还将污染绕组,损坏绝缘,影响机组安全运行。推力轴承的油密封主要有油槽盖密封、阻旋装置、气窗、挡油管密封等。

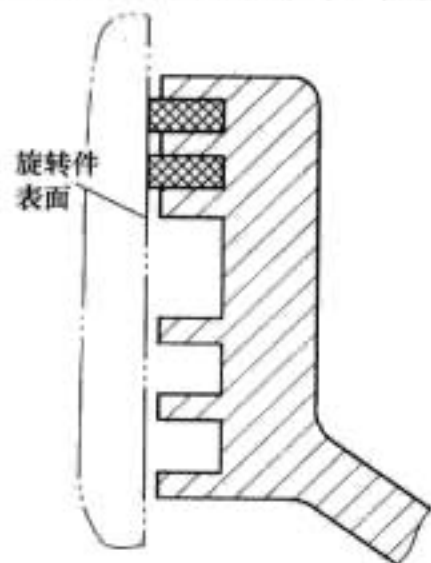


图 3.3-166 迷宫式密封

(1) 油槽盖密封(迷宫式)。轴承油槽盖一般用铝合金铸成,在密封部位加工出 4~6 个深槽,分布于上、下两端,见图 3.3-166。油槽盖与旋转件的间隙为 0.5~1mm。这样,在密封部位就形成了多次扩大与缩小的局部流体阻力,使渗漏的油气混合体的压力减小,从而防止它从油槽盖泄漏。通常,还在油槽盖上端两个槽内嵌入工业毛毡,并调整好它与

旋转件接触的松紧,可以进一步提高密封效果,同时又能防止外部杂物渗入。

(2) 阻旋装置。阻旋装置是一种薄壁罩结构,外形与旋转件相似。它的作用是将润滑油和旋转件隔开,使润滑油不受旋转件黏附作用的影响,不跟它一起旋转或不被搅动,使这一区域的油稳定。在油槽油面线附近,最容易产生油气混合、油雾溢出及油随同旋转产生的抛物线油面,装设阻旋装置可使油面较平稳。对于内循环冷却的轴承,需要黏滞泵作为循环动力,所以只在油气混合区装设阻旋装置。而对于外循环冷却的轴承,应用阻旋装置将旋转件完全封闭。

(3) 气窗。在油槽盖上装一形如烟窗的装置,即为气窗。它的作用是使油槽与厂房大气静压连通。上部装有防滴罩,避免杂物落入。窗内有迷宫结构的隔板,当油气通过该装置时,其动压头减小,油气凝成油滴,流回油槽。实践证明,气窗可提高挡油管区的密封效果,减少油气混合物逸出,减少或消除漏油。气窗的结构见图 3.3-167。

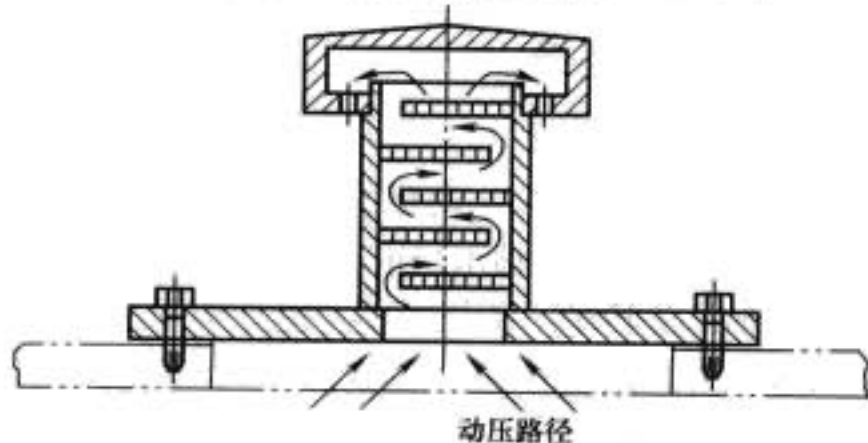


图 3.3-167 气窗的结构

(4) 挡油管密封。主要有以下两种:

1) 单层挡油管。挡油管为一钢板卷成的单层圆筒焊接结构,见图 3.3-168。若管口至油面的距离选择适当,则可防止润滑油甩出。对于中、低速水轮发电机,这个距离应为 150mm 以上。

2) 双层挡油管。在单层挡油管的上端装焊一个短的圆筒,即构成双层挡油管。它与旋转件之间的间隙较小,一般为 10~15mm。实际上,它相当于一个阻旋装置,使该区域油的雷诺数降低,紊流减弱。若在两层圆管的下端 A 处予以封闭,开一小孔与油槽连通,则两层管之间的油流可不受油槽波动油流的影响,这将更有利于防止甩油。部分甩出来的油流,进入内外挡油管之间,仍可流回油槽,见图 3.3-169。

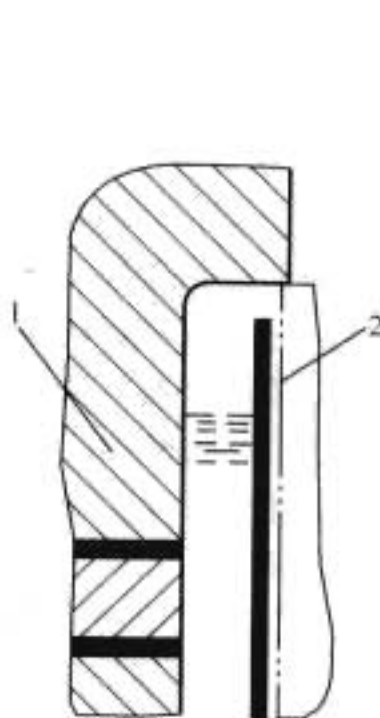


图 3.3-168 单层挡油管

1—推力头; 2—挡油管

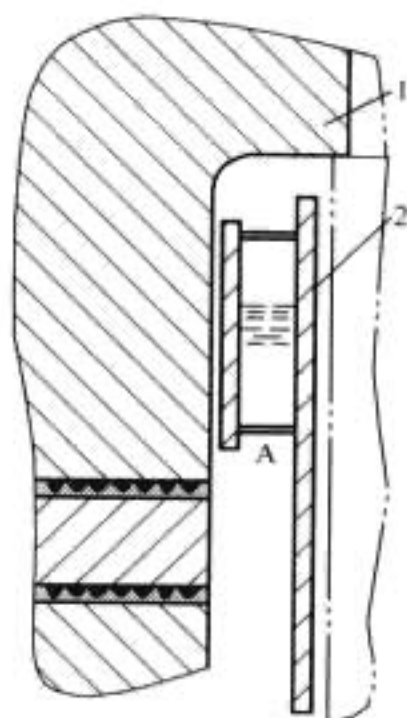


图 3.3-169 双层挡油管

1—推力头; 2—挡油管

4.6 磁力减载装置

水轮发电机推力轴承承受机组所有运行工况转动部分自重以及水轮机的轴向水推力。机组容量越来越大,发电机轴承负荷也越来越大。目前已投运的巨型机组最大推力负荷为三峡电站机组的 54MN,即将开发的 1000MW 级机组推力



图 3.3-170 电磁轴承

负荷最大可能达到 60MN。除了优化和完善传统的油润滑推力轴承外,利用磁悬浮电磁轴承作为推力轴承的磁力减载装置,可减小轴承的设计难度,并可提高发电机效率。

电磁轴承(Active Magnetic Bearing, 简称 AMB)是利用电磁铁与铁磁材料之间的可控电磁引力实现对转子的无接触支撑,见图 3.3-170。与一般的通用轴承相比,电磁轴承具有几个突出的特点:

(1) 与转子间无机械接触、微摩擦,无磨损,功耗约为普通轴承的 1/100~1/10。

(2) 对转子的静动特性具有主动的控制能力。可低速、高速或超高速运行,其极限转速仅取决于材料的强度。

(3) 对工作环境具有极强的适应能力,可在任何介质中或真空中工作。工作温度范围宽。

电磁轴承已用于总推力负荷 12MN (1230t) 的 300MW

抽水蓄能机组中,主要是减轻推力轴承的静负荷,与传统推力轴承组合,有效地减小推力负荷,进而减小推力轴承的摩擦损耗。

目前,水轮发电机推力轴承磁力减载装置常用常导电磁轴承,主要由电磁铁、励磁绕组和补偿绕组、位移传感器、控制器、功率放大器组成。电磁铁包括固定部分的吸盘和转动部分的回转盘。励磁绕组用来产生磁场,补偿绕组用来消除电磁铁内、外侧的漏磁,以避免产生有害的轴向电流,两绕组分别固定在电磁铁吸盘的槽中。由于电磁铁的吸盘与回转盘之间构成的引力型系统本身是不稳定的,须引入反馈控制才能实现稳定悬浮。系统在控制器的调节下正常工作时,传感器测出转子实际位置,控制器根据测得位置与设定位置之间的偏差按一定的控制规律输出控制励磁电流的指令信号至功率放大器,由功率放大器调节电磁铁的励磁电流,从而调节对转子回转盘的吸力,使转子在设定位置附近达到稳定悬浮。

电磁轴承的热损失主要由铜损耗和铁损耗两部分组成。为了保证电磁轴承的磁滞和涡流损失尽可能小,电磁铁铁心多由层叠硅钢片或其他导磁性能优良的软磁材料制成。在可能的情况下,作为构成磁路的回转盘也应采用导磁性能良好的材料。电磁轴承对软磁材料的要求是:磁导率高、铁损耗小、磁对机械变形不敏感、机械稳定性好和机械加工性能好。常用的软磁材料有:高硅合金、硅镍铁合金、镍铁合金、铁铝合金以及各种坡莫合金和软磁铁氧体。

用超导电磁轴承作为水轮发电机推力轴承的磁力减载装置也是选项之一。用作电磁轴承的超导体,要求其临界温度应尽量高,以便于冷却。同时要求超导体内部具有较强的封闭滞止效应,从而产生大的封闭滞止力,以提高轴承的承载能力。MPMG2 超导材料就是具有最大封闭滞止力的一种超导磁性材料。

对于一个实际磁力减载装置的电磁轴承设计,其步骤通常为:电磁轴承的结构型式选择;电磁轴承的结构参数(电磁铁的几何尺寸、磁极的安排、绕组参数)选择;工作点处磁感应强度确定;电磁轴承承载力和所需最大磁拉力估计;磁路磁压降、磁动势计算和绕组的发热及温升校核,绕组冷却方式以及功率放大电路的匹配,系统的动态响应等。因而,电磁轴承设计是机电一体化的典型对象,其研究过程涉及机械设计、转子动力学、电子学、自动控制理论、电磁理论、计算机技术等多学科的综合探索。

5 导轴承

立式水轮发电机的导轴承用来承受机组转动部分的径向机械不平衡力和电磁不平衡力,使机组轴线在规定数值范围内摆动。

机组导轴承的布置和数目(两导或三导)与发电机的容量、转速及结构型式有关,应满足机组轴系刚度和临界转速计算的要求。对于轴系较长的高速机组,发电机多采用上、下两个导轴承。对于中、低速机组,在轴系的临界转速和联轴法兰处的摆度满足要求的条件下,可以不装设下导轴承,使发电机的安装、检修和维护简化。

发电机的导轴承通常安装在机架中心体的油槽内。导轴承属于浸油式滑动轴承,多采用分块扇形可倾瓦结构,很少采用整圆的筒式瓦。导轴承由若干弧形瓦块组成,瓦块可以绕一支点在圆周方向摆动,改变与轴颈表面形成的楔角,以适应不同的工况。若支点为球面,瓦块能在轴线方向摆动,可以适应轴承的同轴度误差和轴的弯曲变形。

5.1 导轴承结构型式

根据发电机的总体结构布置,导轴承有如下几种结构型式。

5.1.1 具有单独油槽的导轴承

这种导轴承一般都有滑转子,导轴承瓦直径较小,瓦块数也较少,运行条件较好。

为了向轴瓦供油,在滑转子下缘有径向供油孔,见图 3.3-171。在径向孔的离心作用下,使上浮的热油通过座圈上的孔流向冷却器进行循环。这种结构适用于大、中容量悬式发电机或半伞式发电机的上导轴承。油冷却器可采用箱式(图 3.3-198)或抽屉式(图 3.3-197)结构。

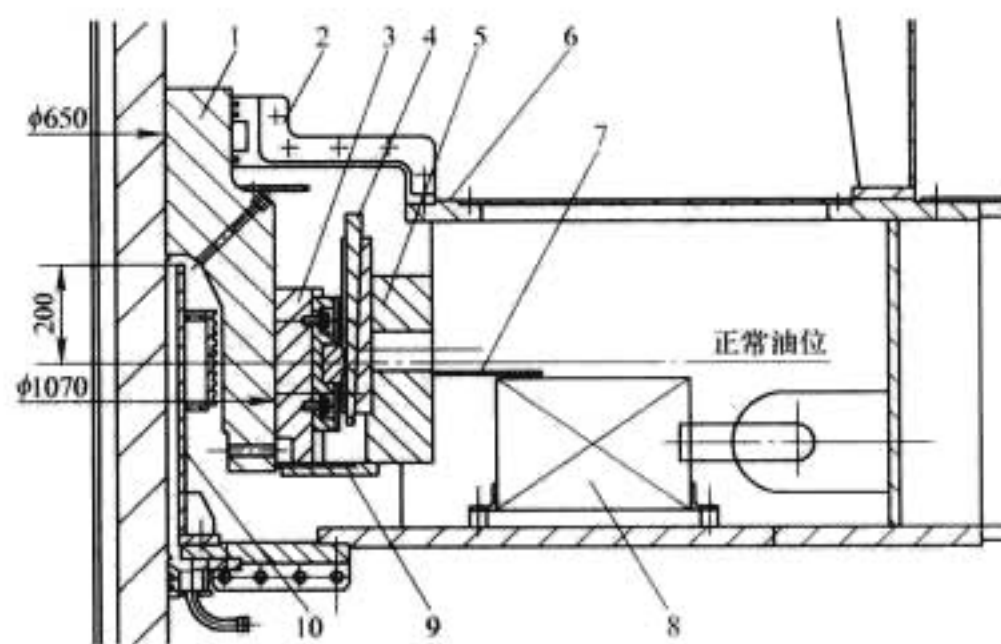


图 3.3-171 上导轴承结构

1—滑转子；2—密封盖；3—导轴承瓦；4—楔子板；5—座圈；
6—油槽盖；7—挡油板；8—冷却器；9—垫板；10—内挡油筒

图 3.3-172 是一种在滑转子上设有斜向孔的结构,油靠自重流向冷却器进行循环。由于受结构尺寸的限制,油冷却器一般采用半圆环式结构。这种结构适用于中、小容量悬式发电机的下导轴承。

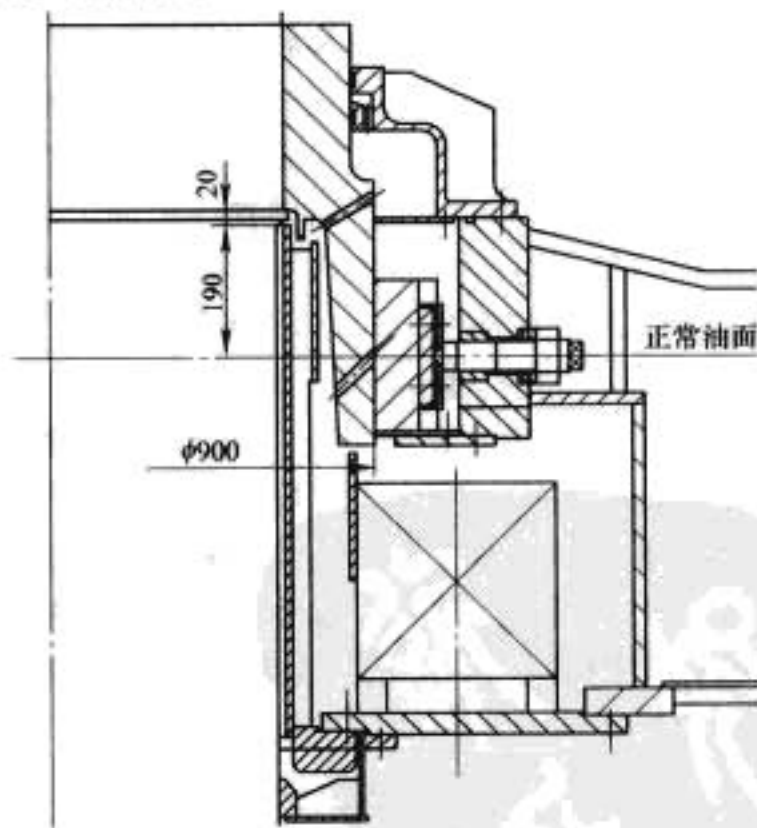


图 3.3-172 滑转子上设有斜向孔的导轴承结构

5.1.2 与推力轴承合用一个油槽的导轴承

在图 3.3-173 中,导轴承与推力轴承合用一个油槽,推力头兼作导轴承滑转子,结构紧凑,但导轴承瓦直径较大,瓦块数较多。为加强导轴承的润滑冷却,常在镜板(或推力头)上加工若干个径向孔,向瓦面注油。对于这种结构,应特别注意甩油问题。这种结构适用于全伞式发电机的下导轴承和中、小容量悬式发电机的上导轴承。

5.1.3 楔子板式导轴承

楔子板式导轴承结构如图 3.3-174 所示。这种结构是以楔子板代替支柱螺栓，调节螺母和锁定件装设在轴承油面上靠近轴承盖处，便于调节导轴承瓦面与滑转子的间隙。由于取消了支柱螺栓和有关零件，使结构和制造工艺简化。

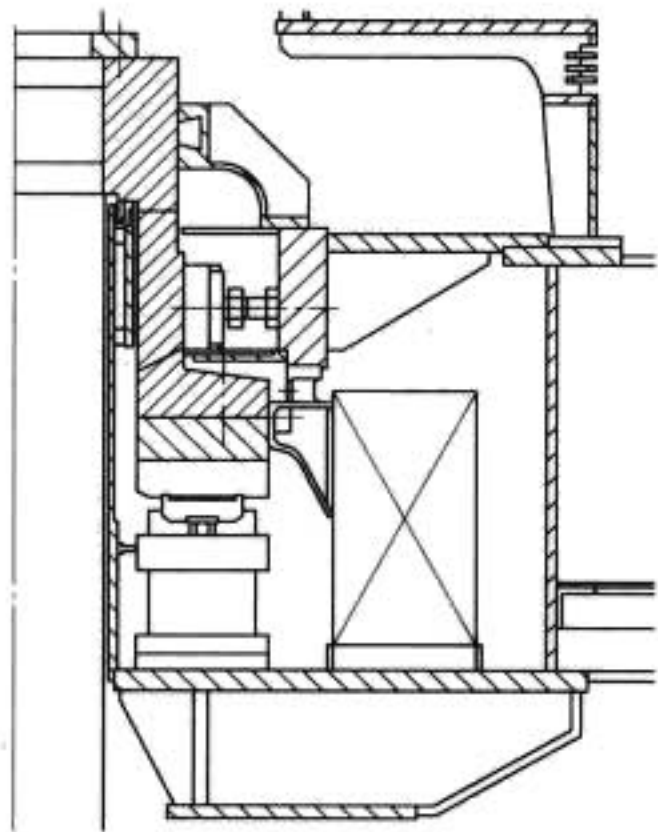


图 3.3-173 导轴承与推力轴承合用一个油槽的结构

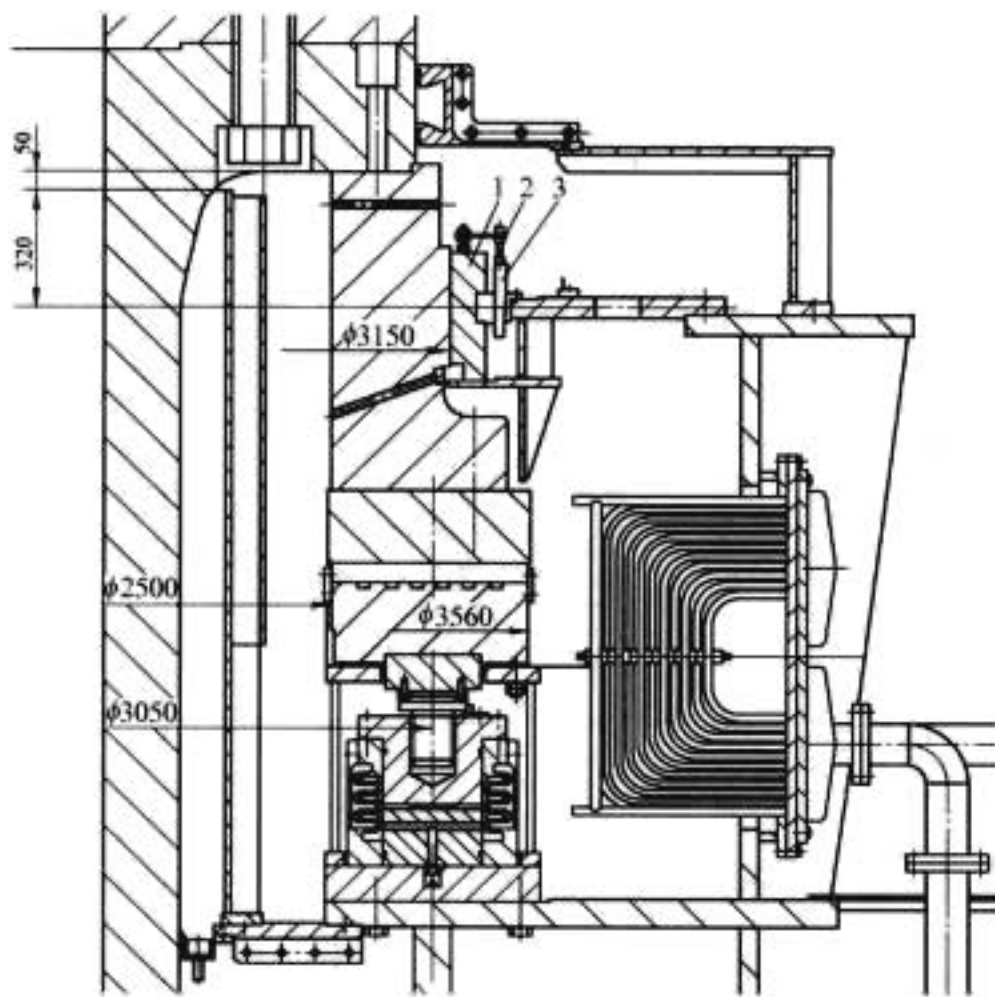


图 3.3-174 楔子板式导轴承
1—导轴承瓦；2—调节螺栓；3—楔子板

5.2 导轴承设计与计算

5.2.1 导轴承设计要点

导轴承的结构尺寸是根据发电机的结构型式（伞式或悬式）、总体布置及润滑计算确定的。

在进行导轴承结构设计时，应满足下述要求：

- (1) 具有足够的油膜厚度（ $>0.04\text{mm}$ ），瓦温不超过允许值（ 80°C ），油路循环畅通，满足润滑冷却的要求。
- (2) 结构简单，便于安装和检修。
- (3) 静止油面一般设计在导轴承瓦轴向长度的 $1/2$ 处，但当导轴承瓦轴向较长时，油面应超过瓦长的二分之一。对于导轴承与推力轴承合用一个油槽的结构，油面一般不低于导轴承瓦轴向长度的 $1/3$ 。
- (4) 为防止导轴承甩油和油雾扩散，应采用较为有效的

气封结构。

(5) 挡油管与油面的相对高度应合理选择。选择太低容易甩油；反之，又影响结构的合理性。由于影响挡油管甩油的因素很多，推荐按下述关系选择挡油管口至油面的高度

$$h = \frac{Kn_N db}{100}$$

式中： K 为挡油管与油面的相对高度系数，在结构设计时取 $K \geq 1.3$ ； n_N 为机组额定转速， r/min ； d 为推力头浸油段的内径， m ； b 为旋转件至挡油管的径向距离， m 。

(6) 对于悬式发电机或半伞式发电机的上导轴承，应有绝缘结构，以防止轴电流腐蚀导轴承瓦。在不充油的情况下，导轴承对地绝缘电阻的测定值应不小于 $1\text{M}\Omega$ （用 1000V 绝缘电阻表测量）。

(7) 导轴承运行时的实际间隙按滑转子半径的 0.5% 考虑，单边应 $\geq 0.20 \sim 0.30\text{mm}$ 。

导轴承瓦面曲率半径 R 与滑转子半径 r 之差称为加工间隙 c ，由滑转子和瓦面加工尺寸决定。瓦块装入轴承座圈后，支点处瓦面内接圆半径与滑转子半径 r 之差称为安装间隙 c_a ，在安装调整时确定。不允许 $c_a > c$ ， c/c_a 最好为 $1.5 \sim 2$ 。在确定导轴承的安装间隙时，还应该考虑到滑转子的径向热膨胀量、导瓦座圈受力后径向位移以及导瓦与支柱的赫兹接触应变变量等的影响。

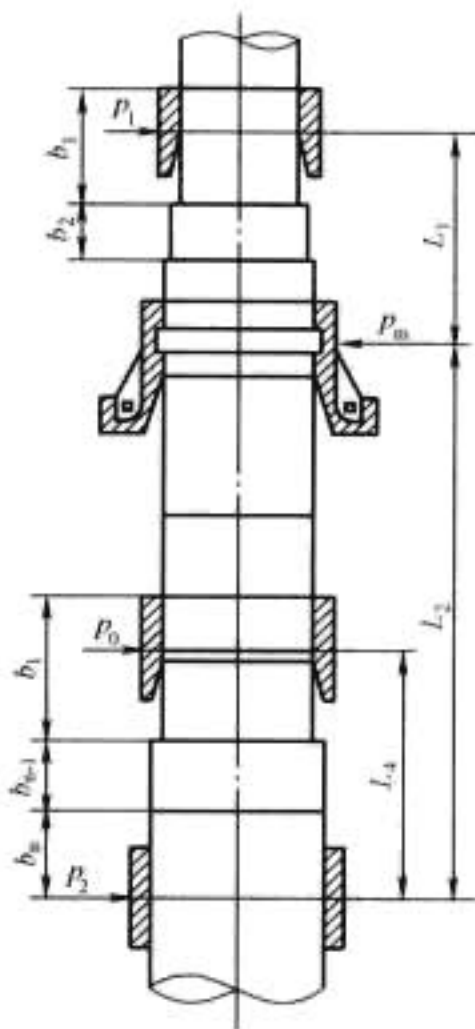
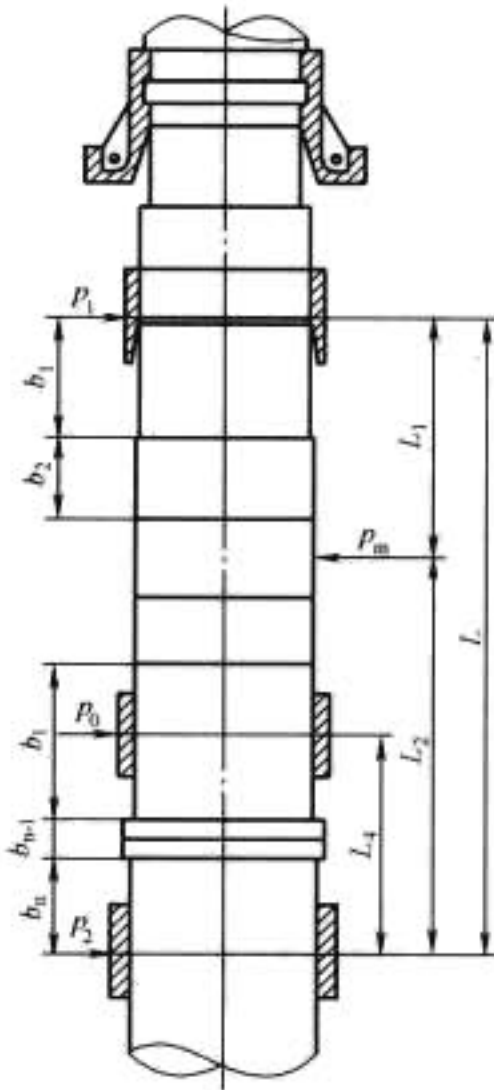


图 3.3-175 悬式三导轴承 图 3.3-176 半伞式三导轴承

5.2.2 导轴承负荷计算

导轴承的受力分析，见图 3.3-175 和图 3.3-176。当只有两个导轴承时， $P_0 = 0$ 。

(1) 第 i 段轴的惯性矩

$$J_i = \frac{\pi}{64} (D_i^4 - d_i^4) \quad (\text{m}^4)$$

式中： D_i 为第 i 段空心轴的外径， m ； d_i 为第 i 段空心轴的内径， m 。

(2) 轴的相当惯性矩

$$J = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i}{J_i}} \quad (\text{m}^4)$$

式中： L 为上、下导轴承之间轴的长度，对全伞式机组应为

转子中心至下导轴承的距离; b_i 为第 i 段轴的长度, m; J_i 为第 i 段轴的惯性矩, m^4 ; n 为轴的分段数。

(3) 单位力矩引起推力轴承的转角

$$\theta_0 = \frac{2\lambda}{NR_0^2} + \frac{2\lambda_0}{mR^2}$$

式中: N 为推力轴承瓦数; m 为负载机架的支臂数; λ 为推力轴承托盘、弹性油箱、弹性垫板、橡胶垫或弹簧座的柔度, m/N ; λ_0 为负荷机架的轴向柔度, 若推力轴承安置在水轮机顶盖上, 则近似取 $\lambda_0 = 0$, m/N ; R_0 为推力轴承支撑半径, m; R 为机架支臂半径, 轴承中心至机架支墩的距离, m。

(4) 磁拉力系数

$$K_0 = \frac{3D_i l_i}{\delta} \left(\frac{B_\delta}{0.7} \right)^2 \quad (\text{N/m})$$

式中: D_i 为定子铁心内径, m; l_i 为定子铁心长度, m; B_δ 为气隙磁通密度, T; δ 为定转子之间的单边气隙, m。

(5) 导轴承负荷的影响系数。

1) 两个导轴承的悬式结构:

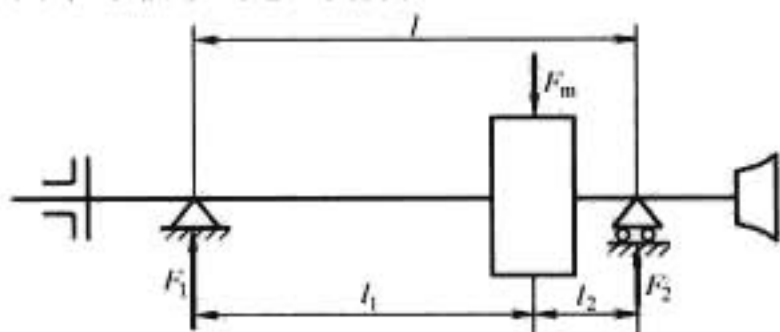


图 3.3-177 悬式两导轴承

单位力引起的轴挠度。 α 表示在转子中央位置作用于轴的单位力引起的该处轴挠度

$$\alpha = \frac{l_1^2 l_2^2}{3EJl} \quad (\text{N/m})$$

式中: E 为轴材料的弹性模量, $E = 2.01 \times 10^{11} \text{ Pa}$ 。

单位力引起的转角。 δ_0 表示在转子中央位置作用于轴的单位力引起的推力轴承位置轴断面的转角

$$\delta_0 = \frac{l_1 l_2}{6EJ} \left(1 + \frac{l_2}{l} \right) \quad (\text{rad/N})$$

单位力矩引起的转角。 γ_0 表示在推力轴承位置作用于轴的单位力矩引起的该处轴断面转角

$$\gamma_0 = \frac{l}{3EJ} \quad [\text{rad}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

单位力矩引起的轴挠度。 β_0 表示在推力轴承位置作用于轴的单位力矩引起的转子位置轴挠度。数值上

$$\beta_0 = \delta_0 \quad [\text{N}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

2) 两个导轴承的半伞式结构:

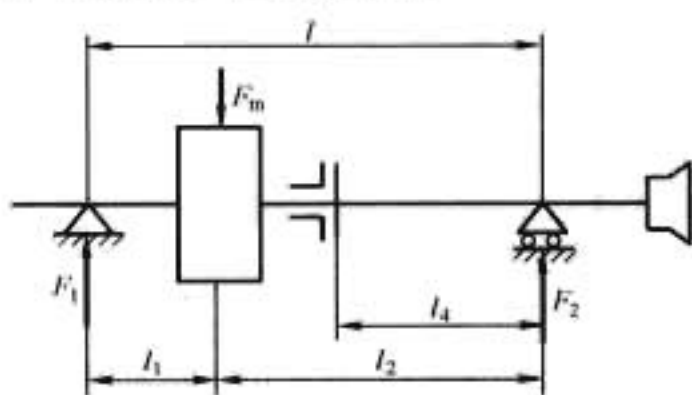


图 3.3-178 半伞式两导轴承

单位力引起的轴挠度

$$\alpha = \frac{l_1^2 l_2^2}{3EJl} \quad (\text{N/m})$$

单位力引起的转角

$$\delta_0 = \frac{l_1}{6EJ} \left[l_2 \left(1 + \frac{l_1}{l} \right) - \frac{l_1^2}{l} \right] \quad (\text{rad/N})$$

单位力矩引起的转角

$$\gamma_0 = \frac{1}{3EJ} \left[l - 3l_1 \left(1 - \frac{l_1}{l} \right) \right] \quad [\text{rad}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

单位力矩引起的轴挠度, 数值上

$$\beta_0 = \delta_0 \quad [\text{N}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

3) 两个导轴承的全伞式结构:

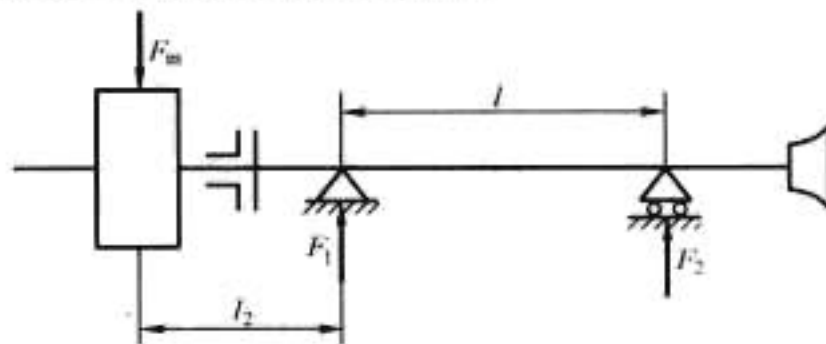


图 3.3-179 全伞式两导轴承

单位力引起的轴挠度

$$\alpha = \frac{(l + l_2) l_2^2}{3EJ} \quad (\text{N/m})$$

单位力引起的转角

$$\delta_0 = \frac{l_2 l}{3EJ} \quad (\text{rad/N})$$

单位力矩引起的转角

$$\gamma_0 = \frac{l}{3EJ} \quad [\text{rad}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

单位力矩引起的轴挠度, 数值上

$$\beta_0 = \delta_0 \quad [\text{N}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

4) 三个导轴承的悬式结构:

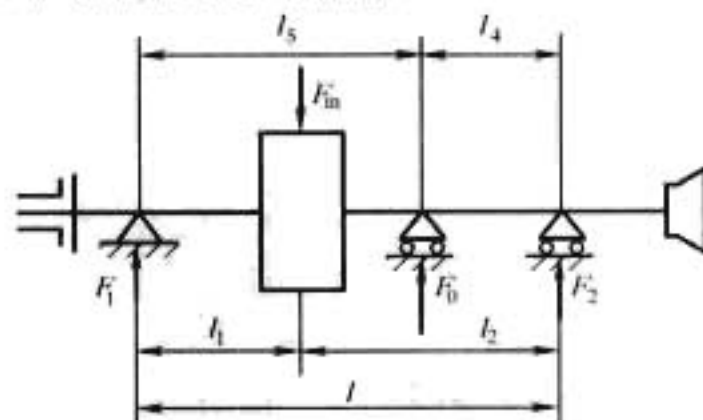


图 3.3-180 悬式三导轴承

单位力引起的轴挠度

$$\alpha = \frac{l_1^2}{12EJl} \left[4l_2^2 - \left(l_4 + l - \frac{l_1^2}{l_5} \right)^2 \right] \quad (\text{N/m})$$

单位力引起的转角

$$\delta_0 = \frac{l_1}{6EJl} \left[l_2 (l_2 + l) - \frac{1}{2} (l_4 + l) \left(l_4 + l - \frac{l_1^2}{l_5} \right) \right] \quad (\text{rad/N})$$

单位力矩引起的转角

$$\gamma_0 = \frac{1}{12EJl} (3l - l_4) (5l + l_4) \quad [\text{rad}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

单位力矩引起的轴挠度, 数值上

$$\beta_0 = \delta_0 \quad [\text{N}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

5) 三个导轴承的半伞式结构:

单位力引起的轴挠度

$$\alpha = \frac{l_1^2}{12EJl} \left[4l_2^2 - \left(l_4 + l - \frac{l_1^2}{l_5} \right)^2 \right] \quad (\text{N/m})$$

单位力引起的转角

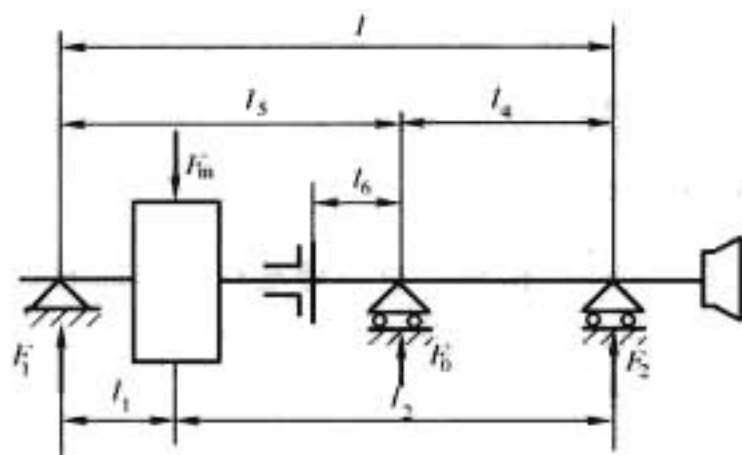


图 3.3-181 半伞式三导轴承

$$\delta_0 = \frac{l_1}{6EJl} \left\{ l_2(l_1 + l) - 3(l_4 + l_6)^2 + \frac{1}{2} \left[l_4 + l - \frac{(l_5 - l_6)^2}{l_5} \right] (l_4 + l - \frac{l_1^2}{l_5}) \right\} \quad (\text{rad/N})$$

单位力矩引起的转角

$$\gamma_0 = \frac{1}{3EJl} \left\{ l^2 - 3(l_5 - l_6)(l_6 + l_4) - \frac{1}{l_4 l_5} [l_5(l_4 + l) - 3(l_5 - l_6)^2] \left[l_5^2 + 3(l_4 + l_6)^2 - l^2 - 3\frac{l_6^2}{l_5} \right] \right\} \quad [\text{rad}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

单位力矩引起的轴挠度，数值上

$$\beta_0 = \delta_0 \quad [\text{N}/(\text{N} \cdot \text{m})]$$

(6) 在转子中央位置作用于轴的单位力引起推力轴承的反力矩

$$M = \frac{\delta_0}{\gamma_0 + \theta_0} \quad [(\text{N} \cdot \text{m})/\text{N}]$$

(7) 转子中央位置轴的刚度

$$K = \frac{1}{\alpha - \beta_0 M} \quad (\text{N/m})$$

(8) 转子中央位置的单边磁拉力

$$F_m = \frac{K}{K - K_0} K_0 e_0 \quad (\text{N})$$

式中： e_0 为定转子初始偏心值，取 $e_0 = 0.1\delta$ ，cm。

(9) 对于两导轴承的悬式或半伞式机组，每个导轴承的负荷。

$$1) \text{ 上导轴承: } F_1 = F_m \frac{l_2}{l} \quad (\text{N})$$

$$2) \text{ 下导轴承: } F_2 = F_m - F_1 \quad (\text{N})$$

(10) 对于两导轴承的全伞式机组，每个导轴承的负荷。

$$1) \text{ 上导轴承: } F_1 = F_m + F_2 \quad (\text{N})$$

$$2) \text{ 下导轴承: } F_2 = F_m \frac{l_2}{l} \quad (\text{N})$$

(11) 对于三导轴承的悬式或半伞式机组，每个导轴承的负荷。

$$1) \text{ 中间导轴承: } F_0 = \frac{F_m l_1}{2l_4 l_5^2} (l^2 - l_4^2 - l_1^2) \quad (\text{N})$$

$$2) \text{ 上导轴承: } F_1 = \frac{F_m l_2 - F_0 l_4}{l} \quad (\text{N})$$

$$3) \text{ 下导轴承: } F_2 = F_m - F_1 - F_0 \quad (\text{N})$$

若导轴承负荷的计算值为负数，则表示其受力方向与图中所示方向相反。

5.2.3 导轴承润滑计算

导轴承的润滑计算是选择轴承结构尺寸的依据。导轴承

的初步设计采用如下方法计算。

- (1) 导轴承的负荷 F ，N。
- (2) 机组额定转速 n_N ，r/min。
- (3) 滑转子外径 d ，m。
- (4) 轴瓦数 m 。
- (5) 瓦块的轴向宽度 B ，m。
- (6) 瓦块的弧长为

$$L = \frac{K_k \pi d}{m}$$

$$K_k = \frac{mL}{\pi d}$$

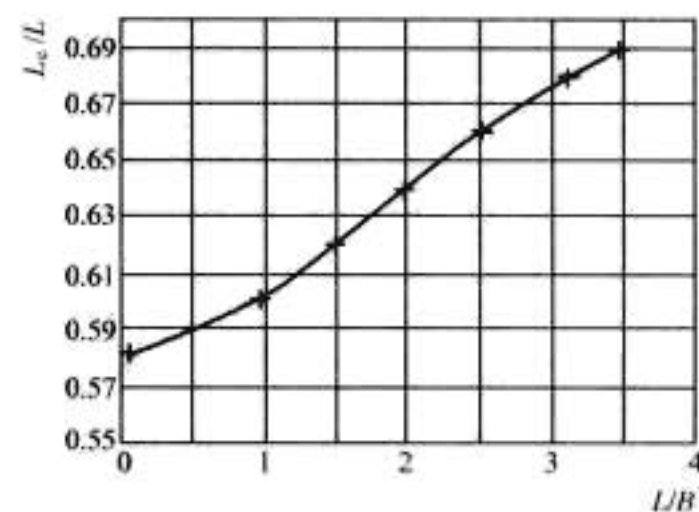
式中： K_k 为填充系数，表示一个轴承各瓦块的总弧长与轴颈圆周周长之比，通常取 $K_k = 0.7 \sim 0.8$ 。因功耗与 K_k 成正比，当载荷较小时，可取更小的 K_k 值，如 $K_k = 0.5$ ，以降低摩擦功率损耗与温升。

(7) 轴瓦的长宽比

$$K = L/B$$

可倾瓦块导轴承的 L/B 通常在 $0.8 \sim 1.2$ 范围内，最好取 $L/B \approx 1$ 。

(8) 支点位置。瓦块上的支点位置影响瓦块的承载能力，获得最大承载能力的支点位置与瓦块几何尺寸 L/B 有关。图3.3-182给出最佳相对支点位置 L_c/L 与 L/B 的关系曲线。当滑转子需要双向旋转时，只能牺牲承载能力，取 $L_c/L = 0.5$ 。

图 3.3-182 支点位置 L_c/L 与 L/B 的关系曲线

(9) 导轴承瓦单位压力

$$P_m = \frac{4F}{mBL} \quad (\text{Pa})$$

导轴承的单位压力最好小于 2.0MPa 。

(10) 滑转子外缘的额定周速

$$V_m = \frac{\pi d n_N}{60} \quad (\text{m/s})$$

(11) 载荷分布。每块导瓦受力并非一样大，而是呈余弦曲线分布，最大受力瓦的负荷为

$$F_1 = F/H_1$$

式中： $H_1 = 1 + 2 \sum_{i=1}^{m/4} \cos^2(2\pi i/m)$ 。

(12) 计算系数。按比值 L/B 查图3.3-183得：流量系数 \bar{Q} ；负载系数 \bar{W} ；摩阻系数 f 。

(13) 润滑油。一般选用 L-TSA32、L-TSA46、L-TSA68 汽轮润滑油，可近似取：

比热容

$$c_p = 1900 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$$

密度

$$\rho = 886 \text{ kg/m}^3$$

L-TSA32 油的动力黏度

$$\eta = 0.000\,090\,837\,224 e^{702.6/(t+82)} \quad (\text{Pa} \cdot \text{s})$$

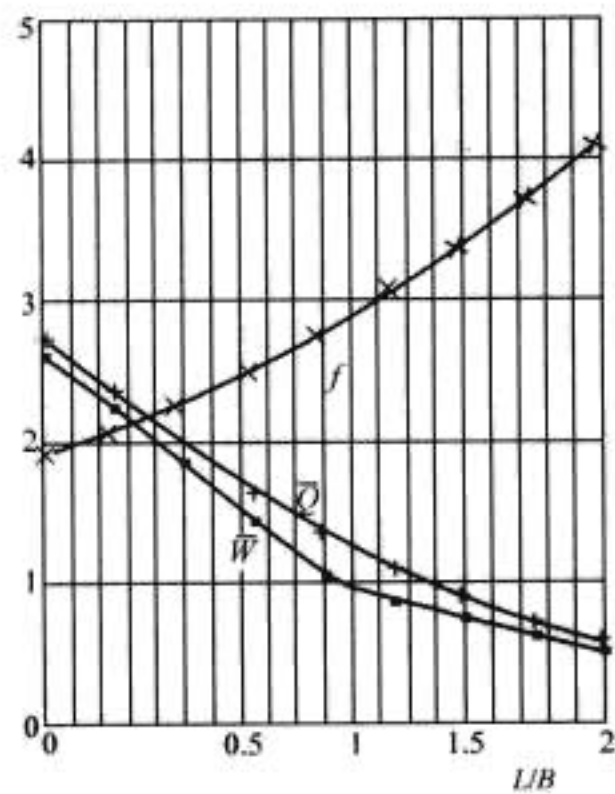


图 3.3-183 流量系数 \bar{Q} 、负载系数 \bar{W} 、摩擦系数 f 与长宽比 L/B 的关系

L-TSA46 油的动力黏度

$$\eta=0.000\ 053\ 234\ 089e^{887.5/(t+93)}\ (\text{Pa}\cdot\text{s})$$

L-TSA68 油的动力黏度

$$\eta=0.000\ 066\ 227\ 934e^{855.6/(t+85)}\ (\text{Pa}\cdot\text{s})$$

(14) 油的温升

$$\Delta t=\frac{20P_m}{Q\rho c_p}\ (\text{℃})$$

油的温升最好小于 20℃。

(15) 冷油的温度和黏度

通常取为 $t_0=30\sim40\text{℃}$ ，其动力黏度按相应润滑油的黏温关系确定。

(16) 热油的温度和黏度。

$$\text{热油温度}\quad t_2=t_0+\Delta t\ (\text{℃})$$

其动力黏度按相应润滑油的黏温关系确定。

(17) 油的平均温度和黏度

$$\text{平均温度}\quad t=(t_0+t_2)/2\ (\text{℃})$$

其动力黏度按相应润滑油的黏温关系确定。

(18) 最小油膜厚度

$$h_{\min}=0.245\sqrt{\frac{\bar{W}\eta v_m L}{p_m}}\ (\text{m})$$

导轴承的油膜厚度一般要求大于 0.04mm。

(19) 损耗

$$P_{\text{gb}}=(0.08\sim0.12)mBL\sqrt{\bar{W}}\frac{f\eta V_m^2}{h_{\min}}\ (\text{W})$$

5.2.4 导轴承热弹流计算

国内企业已经开发出分块可倾瓦径向轴承热弹流计算软件系统，可以对导轴承的运行性能进行较精确地计算。如

对各瓦块的油膜温度场、压力场、厚度、瓦块温度场和热弹变形等进行耦合计算，然后再将所有瓦块组合在一起计算导轴承的偏心率、偏位角以及合力。

5.3 导轴承主要结构部件

导轴承的主要结构部件有导轴承瓦、导轴承支柱螺栓或者楔子板、套筒、座圈、滑转子和油冷却器等。

5.3.1 导轴承瓦

水轮发电机一般多采用分块扇形摆动瓦结构，见图 3.3-184。通常瓦的摩擦表面积约为滑转子摩擦表面积的 70%~80%，瓦的支撑偏心率 e 约为瓦长的 8%~10%。瓦的支撑偏心率 e 小于 5% 的瓦块，瓦面必须设计成非同心，即瓦面曲率半径大于滑转子半径，通常为滑转子半径的 1.002~1.003 倍。安装时，应该考虑瓦块及其支撑件的径向热膨胀量。

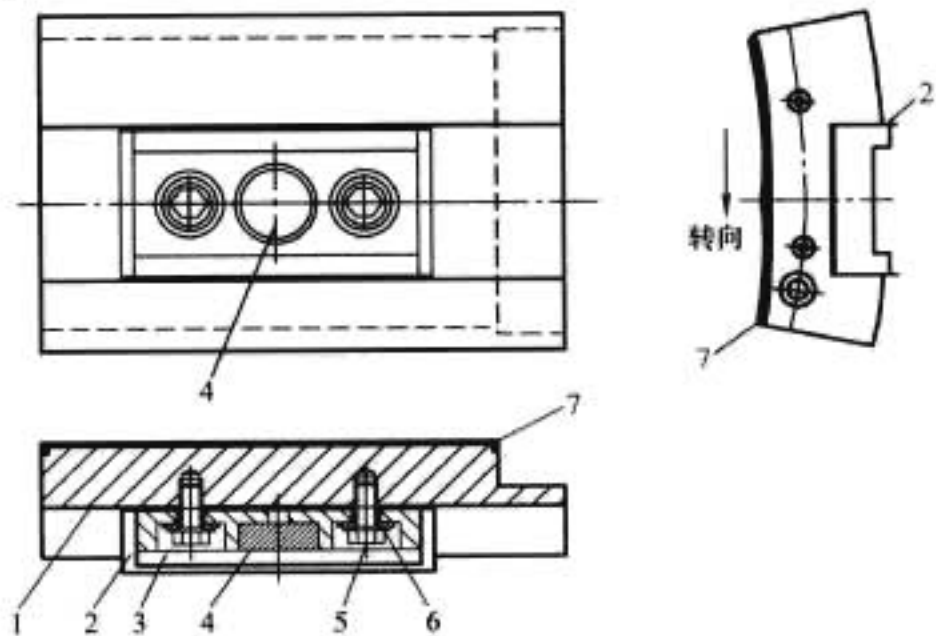


图 3.3-184 导轴承瓦结构

1—导轴承瓦钢基；2—槽形绝缘；3—支柱座；
4—铬钢垫块；5—固定螺栓和垫圈；6—绝缘
垫和套管；7—轴承合金

(1) 导轴承瓦钢基。瓦钢基一般采用铸钢 ZG30 或者 ZG270-500 铸成整圆，或者采用厚钢板 Q235-A 焊接成整圆，然后分割成若干等份，每份留有加工裕量。

(2) 轴承合金。导轴承轴瓦多采用锡基轴承合金 (ZSnSb11Cu6)，其主要化学成分和机械性能见表 3.3-23。

水轮发电机导轴承锡基轴承合金精加工后的浇铸层表面，不允许有裂纹、冷隔、组织疏松、密集气孔 (≥ 4 个气孔/cm²)，允许有 $\phi 2\text{mm}$ 及以下分散的单个气孔存在，但在浇铸层表面 125mm×80mm 或 100mm×100mm 范围内允许 $\phi 1\text{mm}\sim\phi 2\text{mm}$ 的气孔数应不大于 8 个。对大于 $\phi 2\text{mm}$ 的气孔应进行补焊。

轴瓦有着色渗透探伤要求时，设计应在图样技术要求中进行说明。着色渗透探伤部位为轴承合金浇铸层与衬背结合处。受检查部位的表面粗糙度最低为 6.3 μm 。

表 3.3-23 轴承合金主要化学成分和机械性能

合金牌号	主要化学成分 (%)				主要机械性能					
	Sb	Cu	Sn	杂质	抗拉强度 σ_b (MPa)	抗压强度 σ_{bc} (MPa)	屈服强度 $\sigma_{0.2}$ (MPa)	线胀系数 α_1 (1/k)	热导率 λ [W/(m·K)]	硬度 HBS
ZSnSb11Cu6	10.0~12.0	5.5~6.5	其余	1.15	88	113	66	23×10^{-6}	33.5	27

(3) 弹性金属塑料导瓦。现在有许多导轴承也采用弹性金属塑料瓦，见图 3.3-185，分块塑料导瓦最好设计成中心支撑，以便加工。其瓦面曲率半径 R 的选取与滑转子半径 r 、导瓦工作面的包角、瓦面柔度等有关， R 值应大于同尺

寸的巴氏合金瓦，使瓦面周向保留 $\delta=0.06\sim0.15\text{mm}$ 的凸变形。安装时，还应考虑弹性复合层的径向热膨胀量，约为 0.01mm/10℃。

塑料导瓦的瓦面粗糙度不大于 1.6 μm 。进、出油边坡口

的周向宽度×深度，视瓦的大小可为 $5\text{mm} \times 0.3\text{mm} \sim 12\text{mm} \times 0.6\text{mm}$ 。

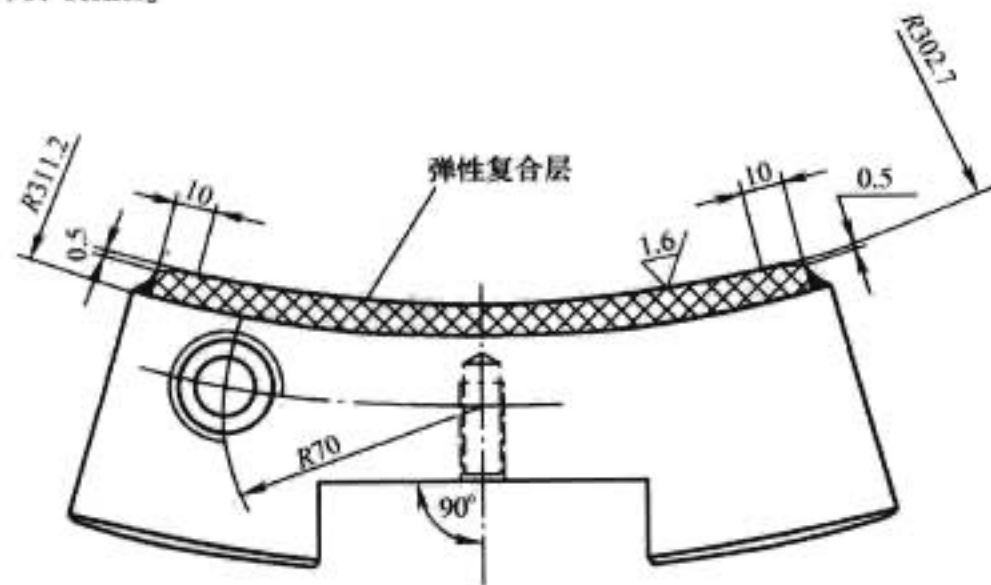


图 3.3-185 塑料导轴承瓦结构

(4) 槽型绝缘。槽型绝缘由 0.1mm 厚的环氧玻璃布热压成型，其厚度为 2.5~3.0mm，见图 3-3-186。采用槽型绝缘、绝缘套管和绝缘垫圈结构，可以防止轴电流通过导轴承瓦。

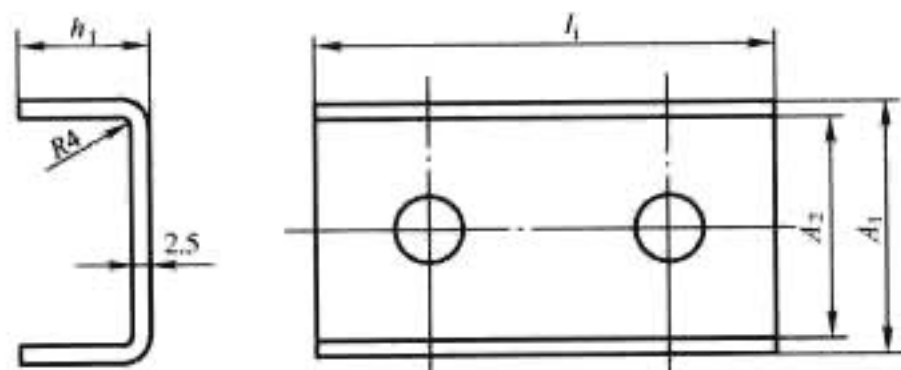


图 3.3-186 槽形绝缘

(5) 瓦座。瓦座采用 Q235A 钢板制成。通常 F 取为 5~10mm，高速发电机 F 取 25mm，见图 3.3-187。

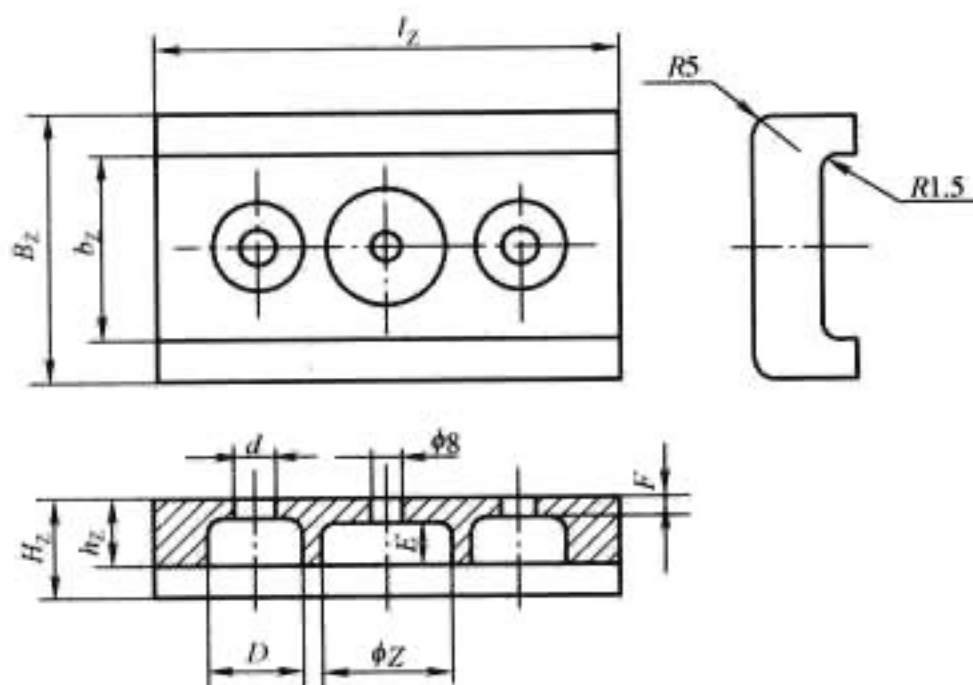


图 3.3-187 瓦座

(6) 铬钢块。铬钢块的材质为 30Cr 圆钢，其硬度为 HRC35~40，比支柱螺栓的硬度低 HRC4~5，见图 3.3-188。

5.3.2 导轴承支柱螺栓

导轴承支柱螺栓（图 3.3-189）用 35 号圆钢或锻钢（也可用 30Cr 圆钢）制成，其螺纹为普通细牙二级精度。支柱螺栓头部的加工球面半径 R 为 1000mm，球面硬度为 HRC40~45，头部球面的表面粗糙度要求达 $0.8\mu\text{m}$ 以上。

5.3.3 套筒

套筒（图 3.3-190）用 35 号圆钢制成，其螺纹为普通细牙二级精度。

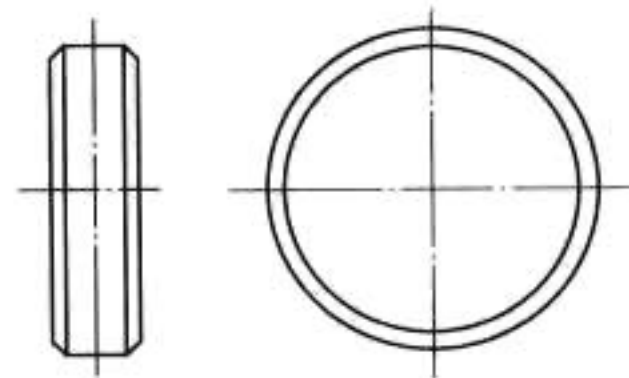


图 3.3-188 铬钢块

5.3.4 座圈

座圈（图 3.3-191、图 3.3-192）和图 3.3-192 的材质为 30 号铸钢（ZG30），铸后退火，焊前加工。座圈上有调节瓦间隙用的顶丝螺孔。

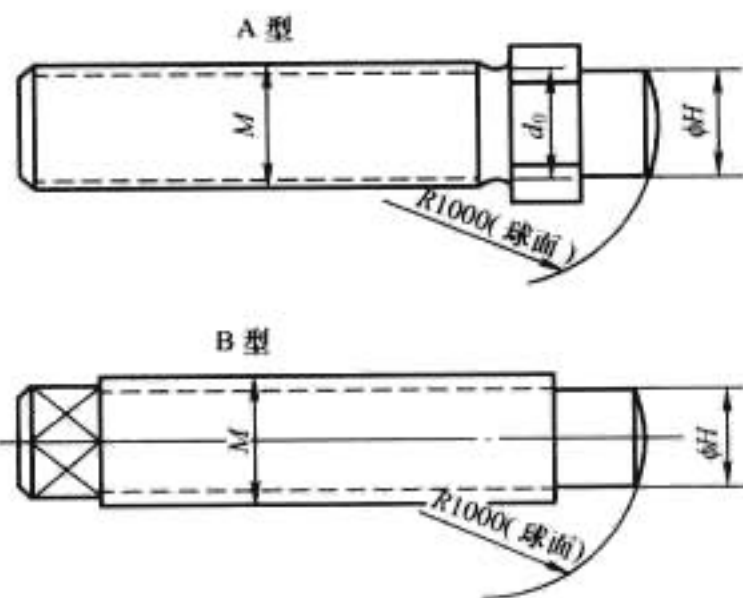


图 3.3-189 支柱螺栓

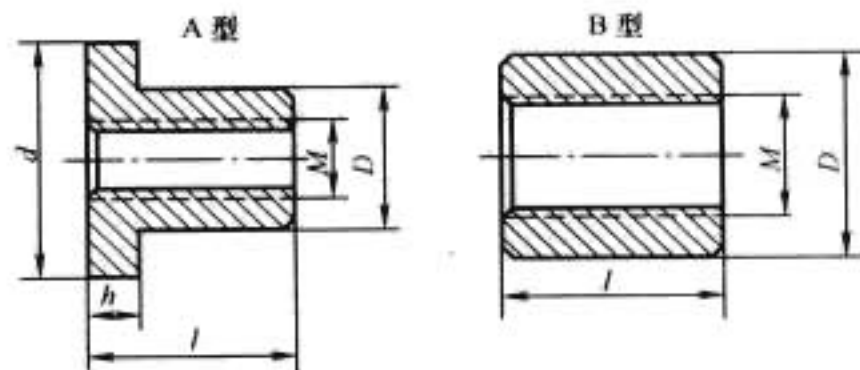


图 3.3-190 套筒

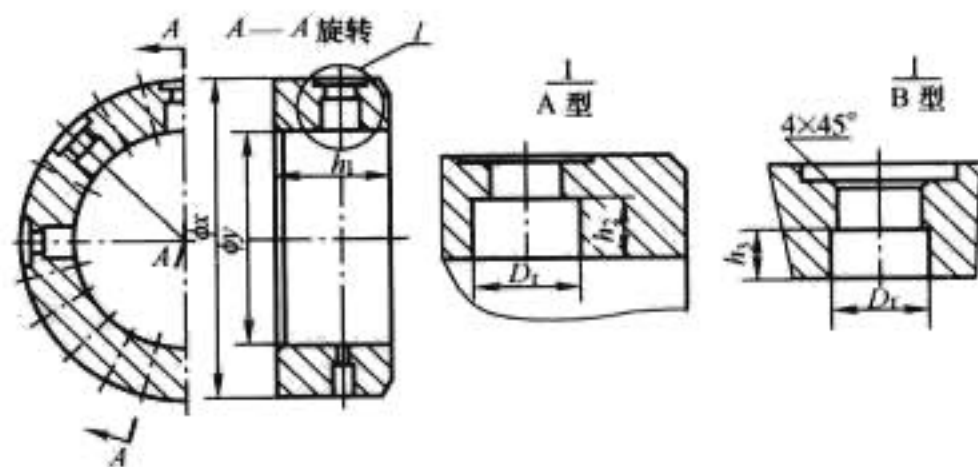


图 3.3-191 上导座圈

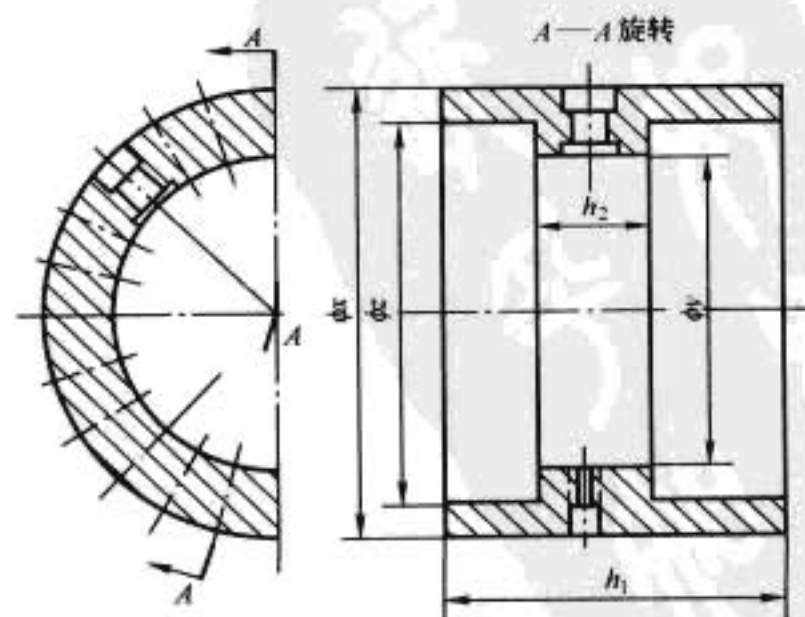


图 3.3-192 下导座圈

5.3.5 滑转子

滑转子（图 3.3-193）的材料为 35 号铸钢，其内径的轴向长度应与挡油管的高度相适应。滑转子热套于轴上，并与轴一起加工。

5.3.6 油冷却器

（1）半环式油冷却器（图 3.3-194）制造复杂，冷却用水量较大。

（2）盘香式（图 3.3-195）和弹簧式油冷却器（图 3.3-196）没有水箱结构，制造较简单，但水阻力较大，冷却用水量小。

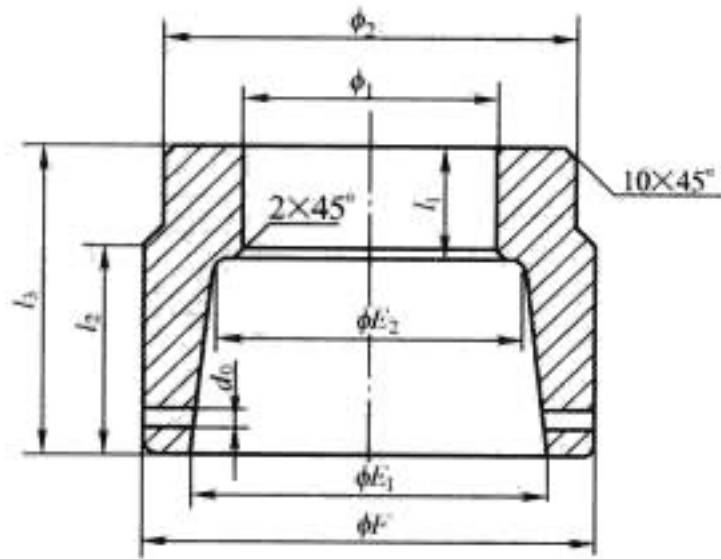


图 3.3-193 滑转子

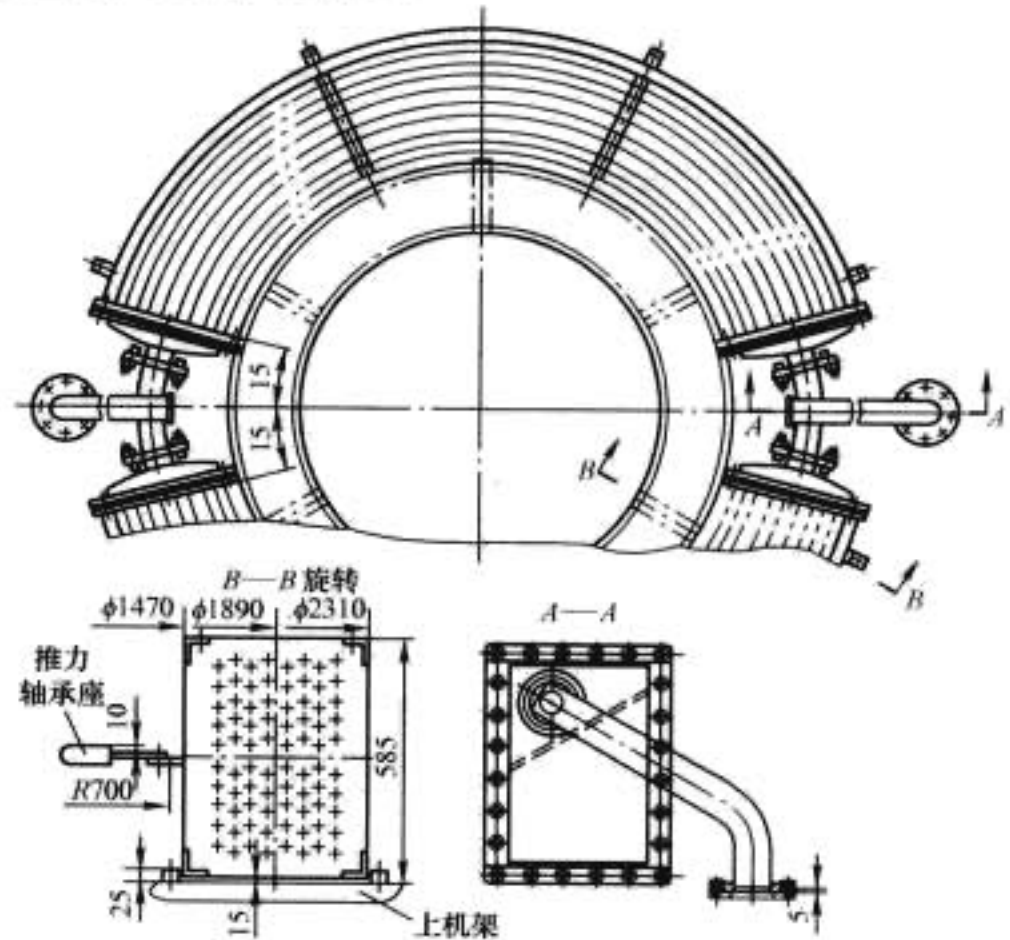


图 3.3-194 半环式油冷却器

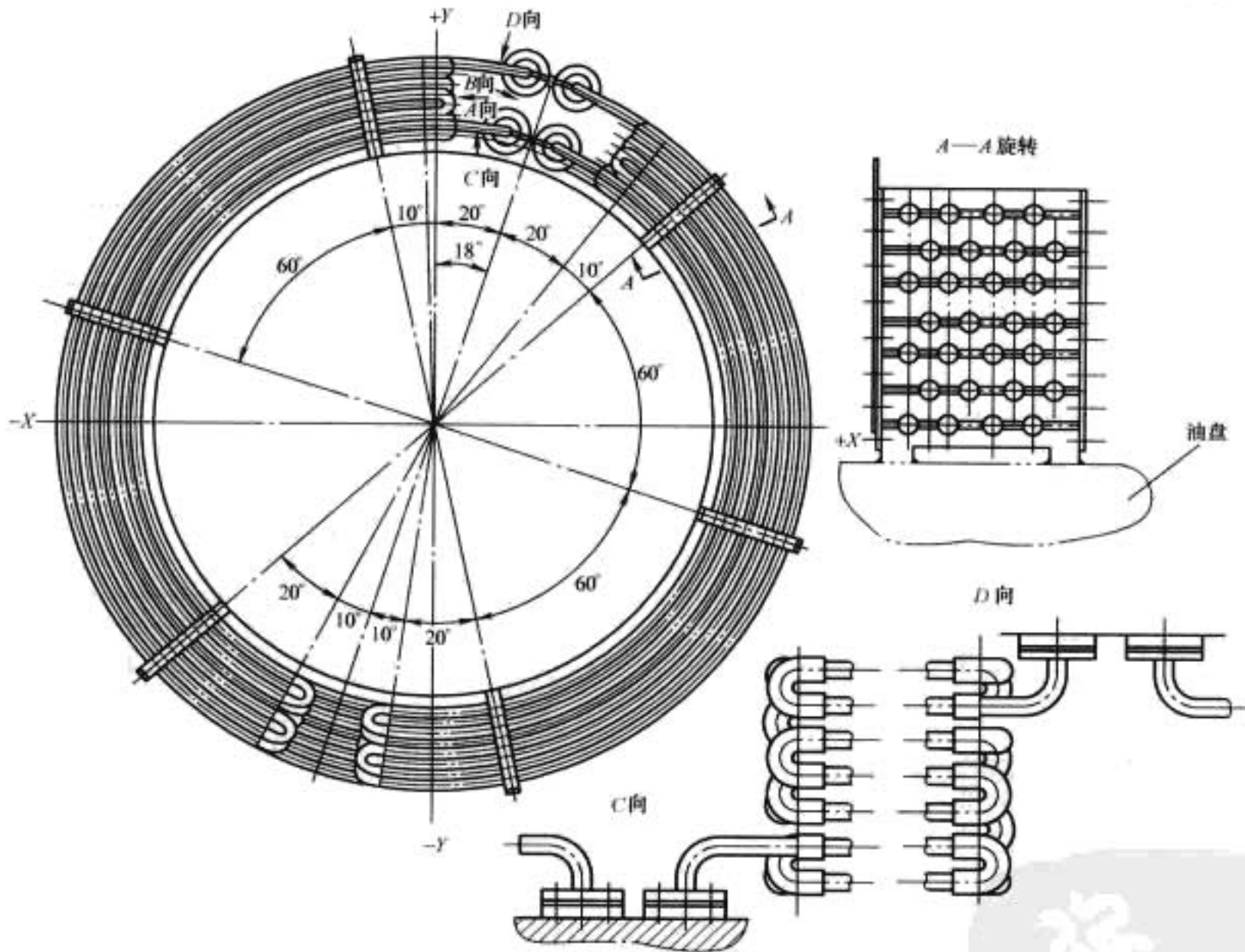


图 3.3-195 盘香式油冷却器

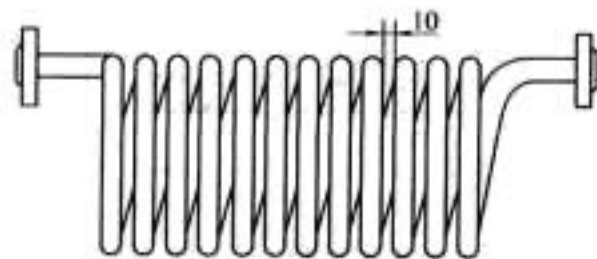


图 3.3-196 弹簧式油冷却器

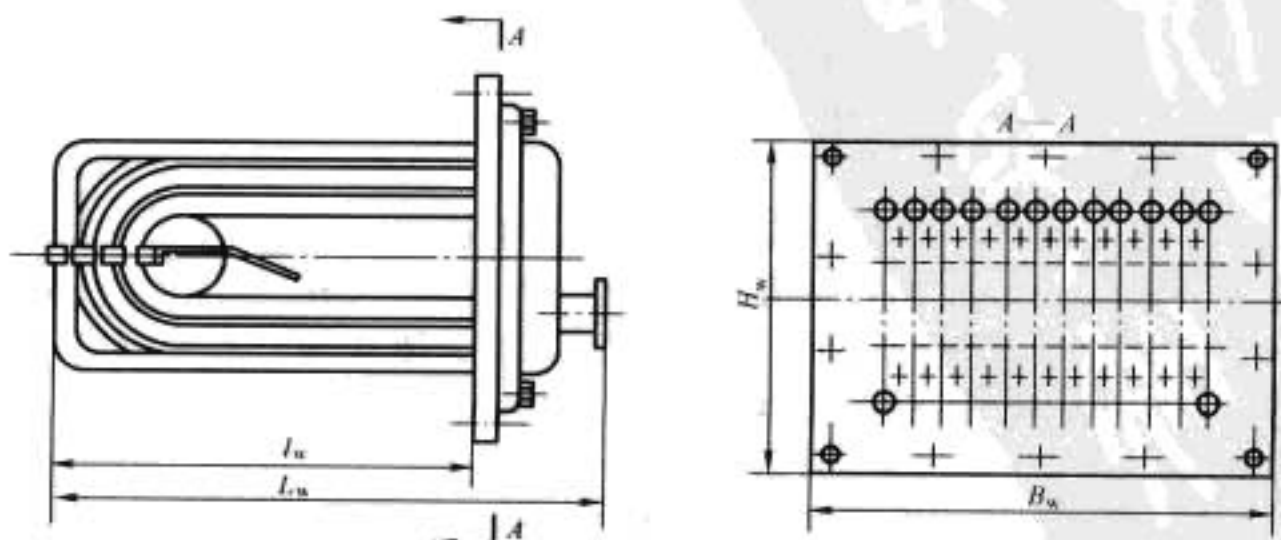


图 3.3-197 抽屉式油冷却器

（3）抽屉式油冷却器（图 3.3-197）结构便于拆装和检修，特别适用于油槽上部空间位置较小的伞式发电机。

（4）箱式油冷却器（图 3.3-198）结构简单，适用于油槽空间位置较小的轴承。

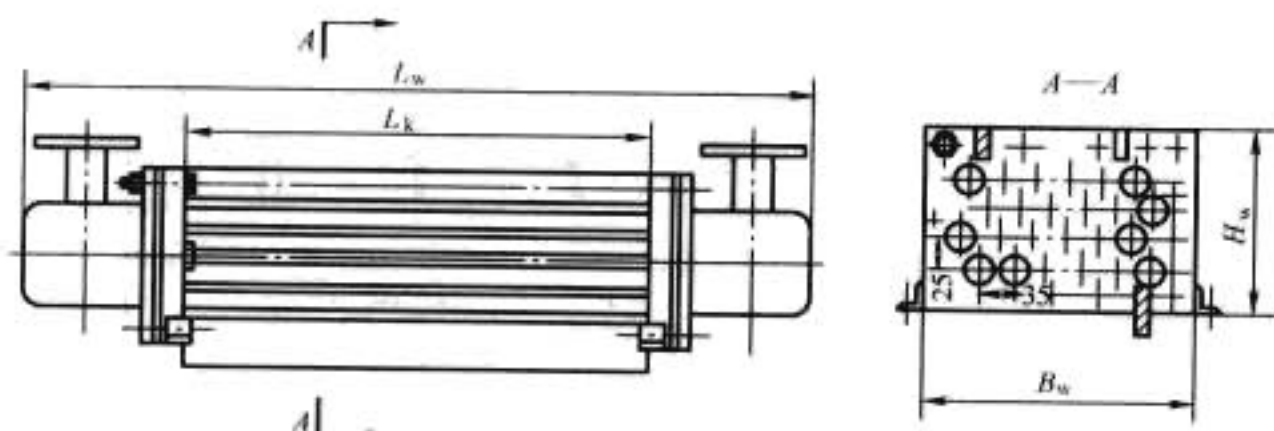


图 3.3-198 箱式油冷却器

6 机架

水轮发电机机架根据布置位置分为上机架和下机架，是水轮发电机安置推力轴承、导轴承、制动器、励磁机定子及转桨式水轮机受油器的支撑部件，承受机组推力负荷以及转子径向机械不平衡力和因定、转子气隙不均匀而产生的单边磁拉力。因此，机架是水轮发电机的一个较为重要的结构部件。

6.1 机架结构型式与分类

机架的结构型式通常由水轮发电机的总体布置（即悬式、伞式或半伞式等）确定。机架是由中心体和数个支臂组成的钢板焊接结构。

由于运输尺寸的限制，当机架支臂外端的对边尺寸满足运输条件时，采用中心体与支臂焊为一体的结构；当机架支臂外端的对边尺寸超出运输尺寸限制时，应采用可拆卸支臂或部分拆卸支臂的机架，中心体与支臂通过合缝板组合。近年来，在大、中型机组中，机架普遍采用中心体与支臂在厂内预装、在工地焊为整体的结构，既可省去合缝板，减少材料用量，又可省去合缝板的加工，避免机架上镗床加工。

6.1.1 按机架承载性质划分

(1) 负荷机架。放置推力轴承的机架统称为负荷机架。它承受机组转动部分的全部质量、水轮机的轴向水推力、机架自重及作用在机架上的其他负荷。悬式发电机的上机架（图 3.3-199）、伞式或半伞式发电机的下机架（见图 3.3-200）都属于负荷机架。根据结构布置要求，有时也将导轴承装设在负荷机架内。所以，这种负荷机架除承受轴向负荷外，还承受径向负荷。悬式发电机的上机架固定在定子机座顶环上。这种机架的跨度较大，为了满足其挠度值在允许范围内，需增加机架的高度。伞式发电机的负荷下机架位于转子下面，它通过基础板用地脚螺栓固定在基础上，机架的跨度较小，因此在挠度值要求相同的条件下，可降低高度，减小机组质量。

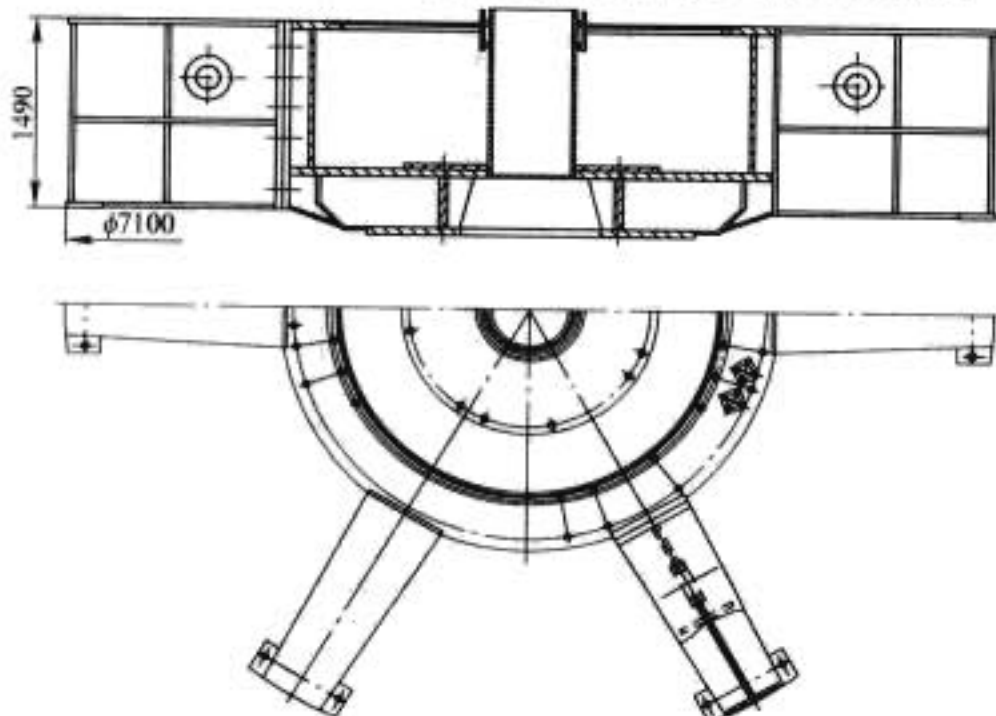


图 3.3-199 悬式发电机上机架

向机械不平衡力和因定、转子气隙不均匀而产生的单边磁拉力。非负荷机架承受的轴向负荷有：转桨式水轮机的受油器、导轴承油槽、上盖板质量、上端罩质量、顶起转子时机组转动部分的质量以及自质等。悬式发电机的下机架（图 3.3-201）和半伞式发电机的上机架（图 3.3-202）均属于非负荷机架。

6.1.2 按机架支臂结构型式划分

(1) 辐射型。这种结构受力均匀，适用于：负荷机架，见图 3.3-199 和图 3.3-200；非负荷下机架，见图 3.3-201；跨度较大的低速、大容量发电机的非负荷上机架，见图 3.3-202。

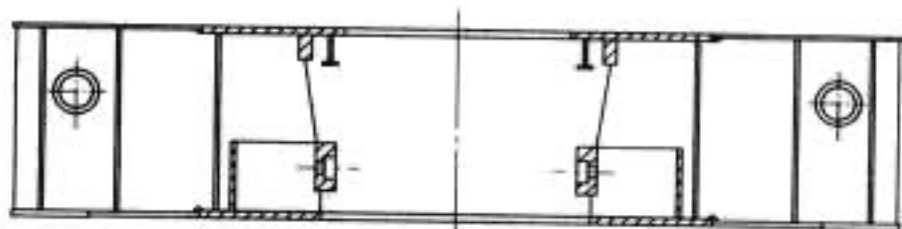


图 3.3-200 伞式发电机下机架

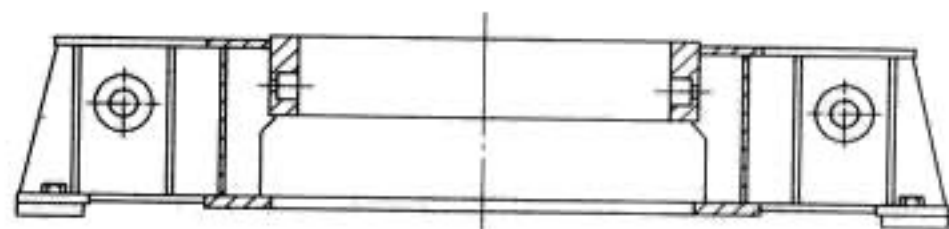


图 3.3-201 悬式发电机下机架

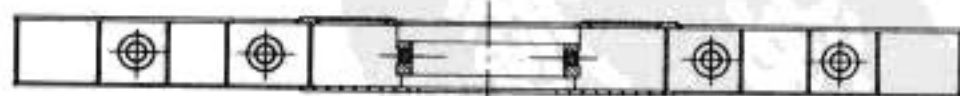


图 3.3-202 伞式发电机上机架

(2) 斜支臂型。该结构由 ABB 公司率先采用, 适用于中、大容量发电机的上机架, 见图 3.3-203。

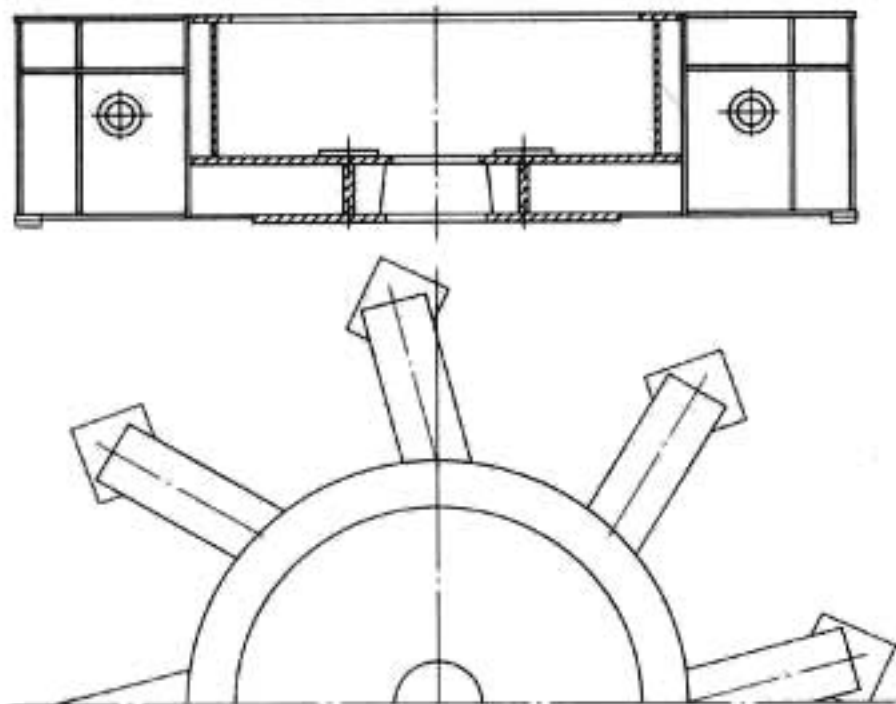


图 3.3-203 斜支臂机架

(3) 多边(八卦)型。该结构由 GE 公司率先采用, 适用于中、大容量发电机的上机架, 见图 3.3-204。

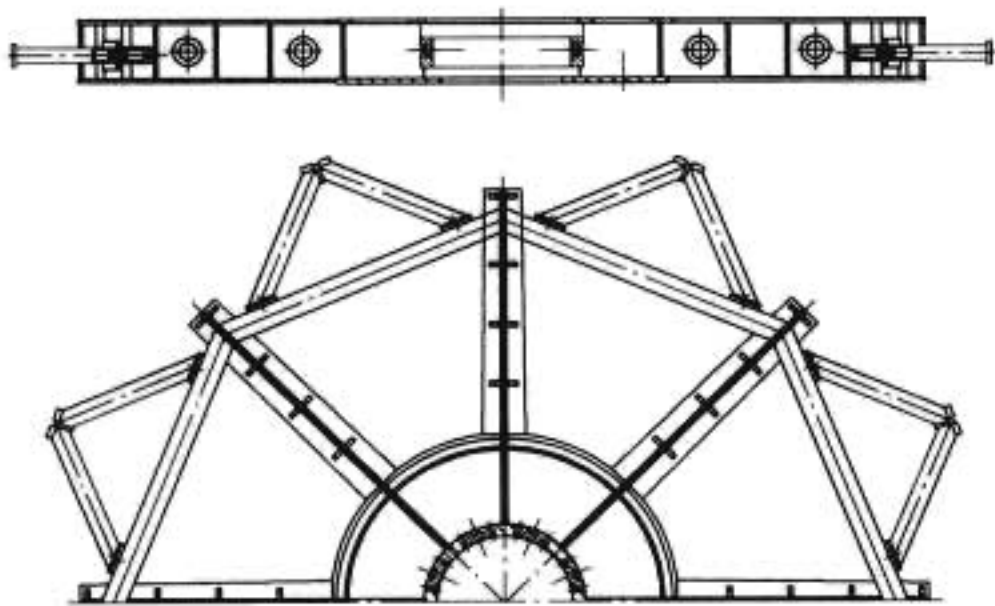


图 3.3-204 八卦型机架

(4) “井”字型。该结构适用于中、大容量发电机的非负荷机架, 现在已很少采用, 见图 3.3-205。

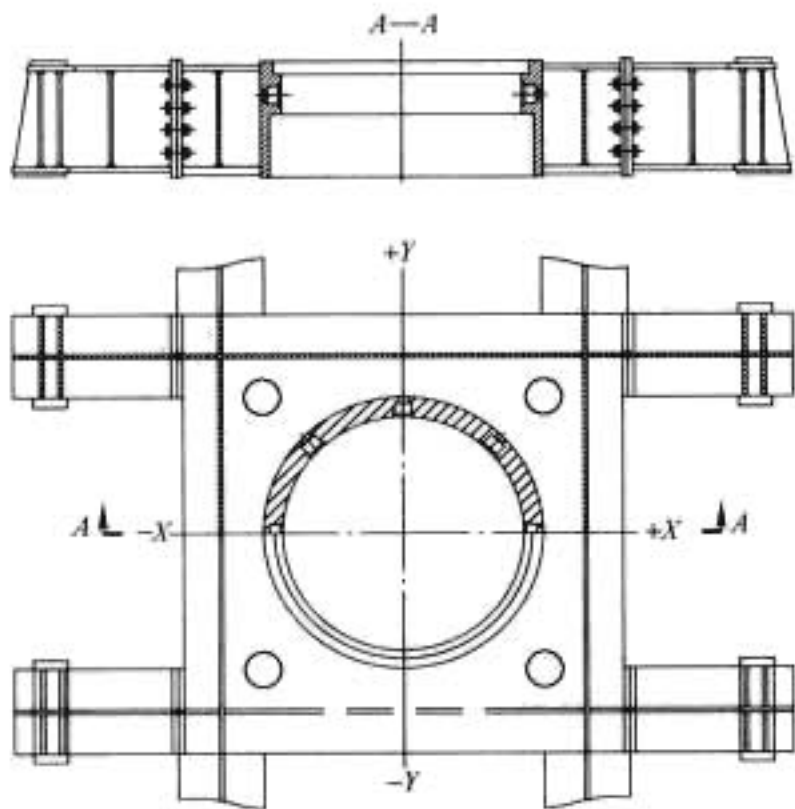


图 3.3-205 “井”字型机架

(5) 桥型。该结构适用于中、小容量发电机的负荷机架和非负荷机架, 现在已很少采用, 见图 3.3-206。

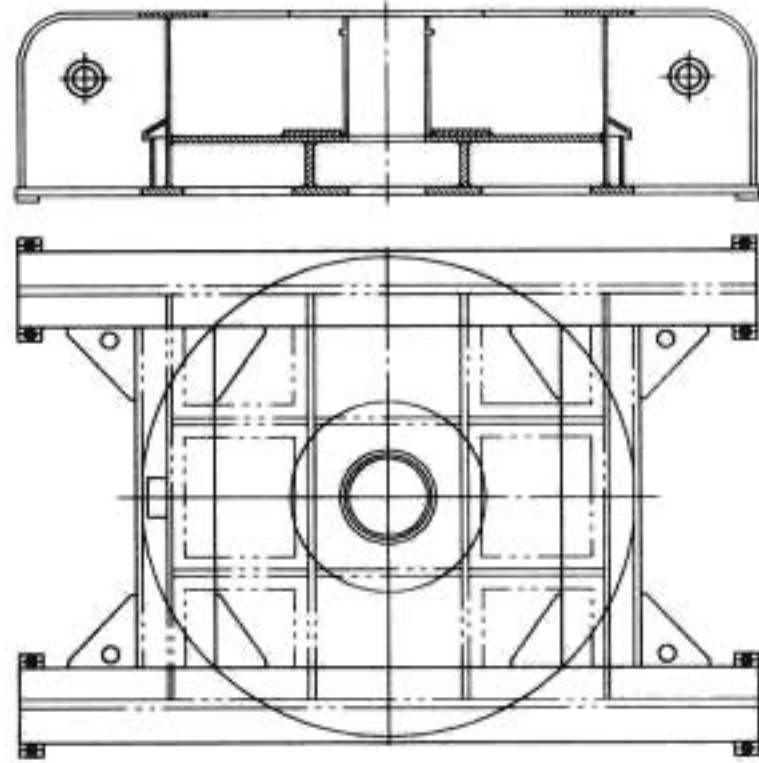


图 3.3-206 桥型机架

构。根据推力轴承和导轴承的布置方式, 中心体有如图 3.3-207 和图 3.3-208 所示等几种型式。

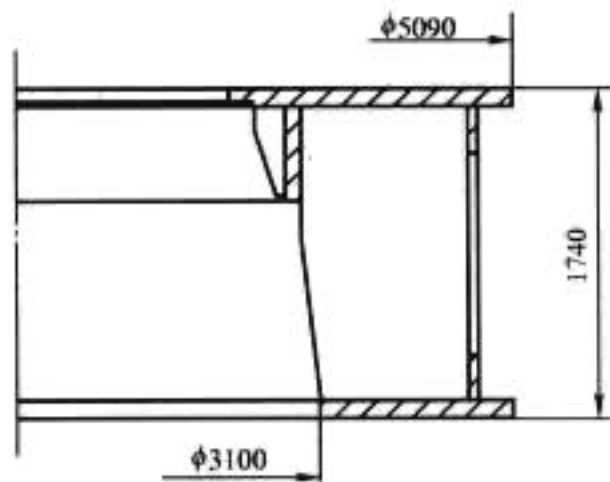


图 3.3-207 推力导轴承合用油槽的机架中心体

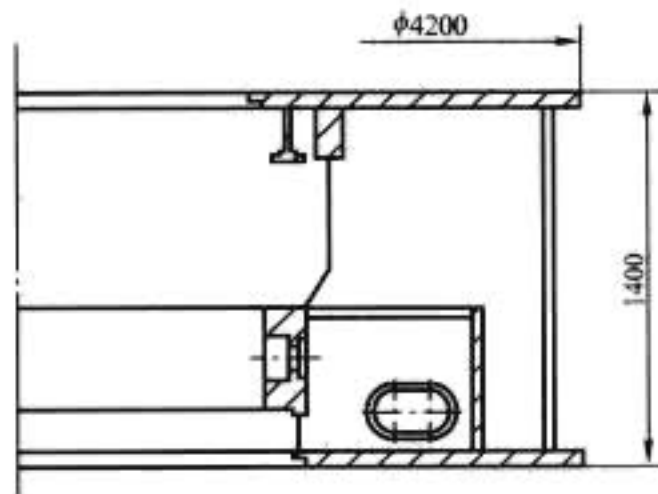


图 3.3-208 装有导轴承的机架中心体

6.2.2 支臂

支臂是由上、下翼板和腹板组装成的“工”字形或盒形截面的焊接结构。常用的支臂有如图 3.3-209、图 3.3-210 所示等几种型式。

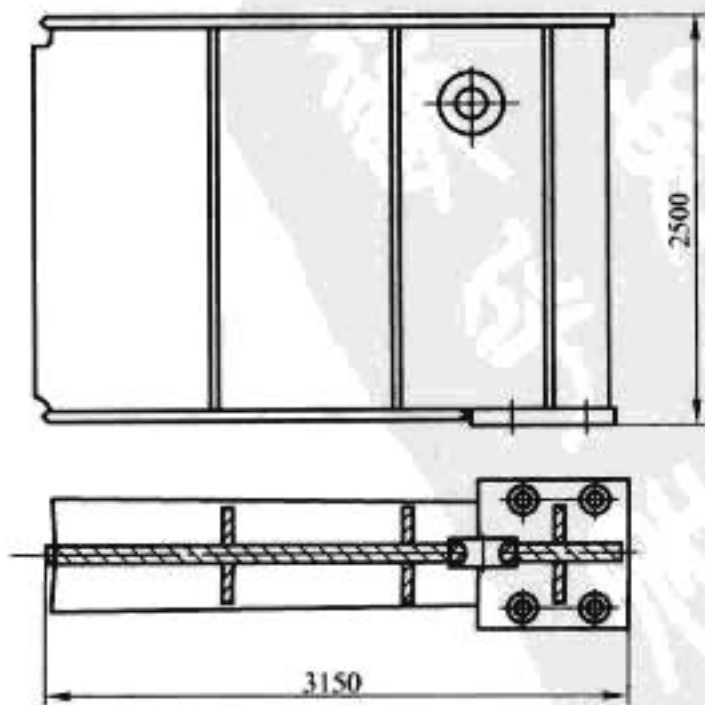


图 3.3-209 负荷机架支臂

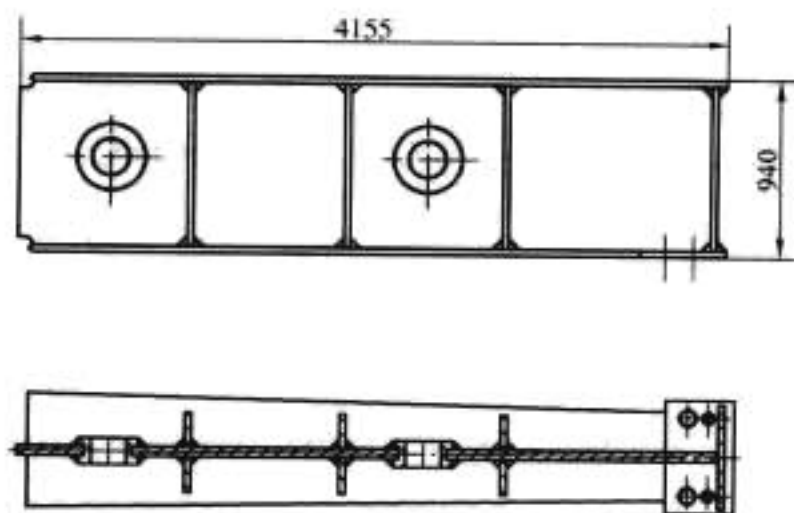


图 3.3-210 非负荷机架支臂

6.2.3 合缝板

合缝板(图 3.3-211)通常用 50~70mm 厚的 Q235 钢板制成,合缝面加工粗糙度达到 $6.3\mu\text{m}$ 。合缝面用螺栓固紧,应保证组合面的紧密度。

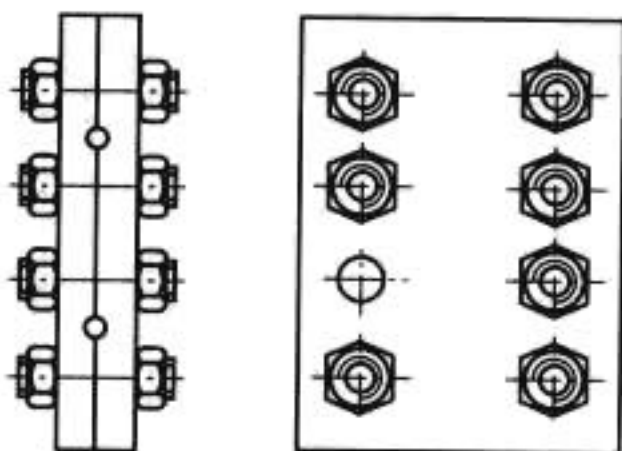


图 3.3-211 合缝板

为使中心体与支臂定位良好,合缝板采用圆柱销或凸台止口定位结构。

6.3 机架适应变形的结构

支臂的结构尺寸对机架的刚度及材料消耗有直接影响。根据支臂力矩的分布情况,增大比值 H_0/l ,使 $b_1 < b_0$,并适当减薄腹板厚度是比较合理的,见图 3.3-212。

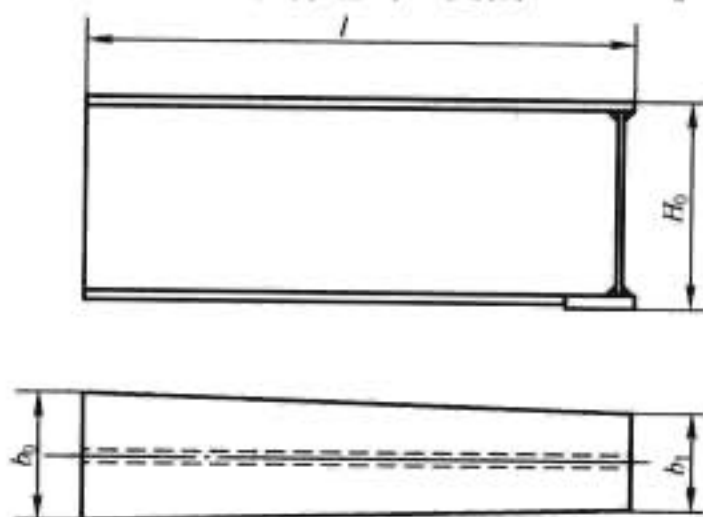


图 3.3-212 机架支臂的合理形状

为了减小发电机的径向振动,常在上机架支臂外端装设承受径向力的弹性支柱,见图 3.3-213。弹性支柱的另一端固定在发电机机坑壁上,弹性支柱的载荷可按上导轴承总载荷的 1.5~2 倍考虑(此总载荷一般由机架的 1/4 支臂承受)。为了使机坑壁在发电机半数磁极短路时不受损坏,在

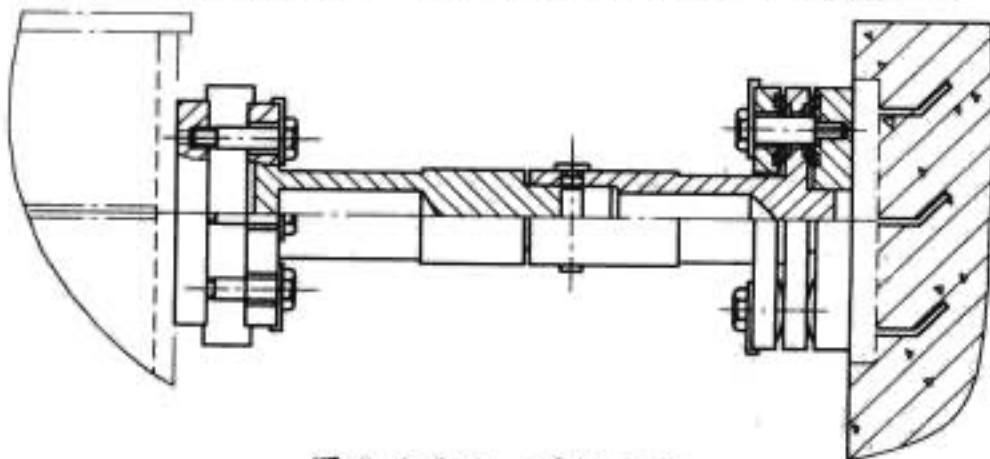


图 3.3-213 弹性支柱

弹性支柱上装设了剪断销,见图 3.3-214。

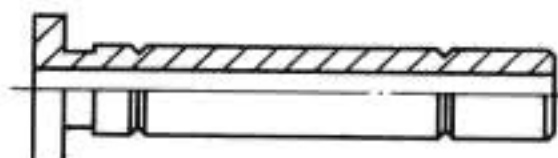


图 3.3-214 剪断销

为了适应大容量水轮发电机定子铁心热膨胀引起的变形,定子机座采用了适应这个热变形的结构。为了适应定子机座的径向变形,即不约束定子机座径向胀大,固定在机座顶环上的上机架一般采用径向销钉连接固定结构。

6.4 上机架与基础的传力方式

上机架一般是以支臂式结构为主,在上机架内部中心体安装上导轴承以及冷却设备。对于非负荷上机架,主要传递机组轴系摆动以及发电机电磁力产生的水平径向力,同时通过上导轴承给予轴系支撑刚度,控制轴系的振动。而对于负荷上机架,还要同时承受推力负荷。上机架支撑型式各不相同,传递径向力以及转换方式也不相同,这些力最终都要作用到基础上。发电机基础多为圆筒型薄壁结构,承受径向负荷的能力相对较弱,而承受切向负荷的能力则相对较强。因此,在上机架结构设计时要考虑采取一定的措施,将径向力尽量转换为切向力传递到基础,改善基础受力状态。机架一般有以下几种传力方式:

(1) 上机架与基础不直接连接,而是支撑在定子机座上,通过上机架传来的径向力作用到定子机座上,而定子机座与基础之间通过径向键连接,从而将径向力通过径向键转换为切向力作用到基础上。

(2) 上机架为辐射型结构,尽管支撑在定子机座上,但沿径向是可以自由滑动的,而在机架支臂外端,用弹性支柱与基础连接。机组正常运行时,上机架所受磁拉力通过弹性支柱传递到基础上。当机组发生半数磁极短路时,弹性支柱的剪断销被剪断,达到保护基础的目的。

(3) 上机架采用多边形框架式结构,通过合理的结构设计,机架支臂承受的径向力通过互相连接的多边形框架转化成切向力传递到基础上,改善基础的受力状况。

(4) 上机架采用斜支臂结构型式。它通过合理选取支臂的斜度,使得中心体所承受的径向力通过斜支臂后,改变力的方向,变径向力为切向力作用到基础上。

6.5 机架允许振动值

装有导轴承的立式水轮发电机机架,在机组额定运行工况下,允许的双幅振动量一般应符合表 3.3-24 的规定。

表 3.3-24 机架允许振动值

额定转速 n (r/min)	水平方向允许双幅振动量不大于 (mm)
$n_N \leq 100$	0.14
$100 < n_N \leq 250$	0.12
$250 < n_N \leq 375$	0.10
$375 < n_N \leq 750$	0.07
$n_N > 750$	按专门协议

6.6 负荷机架的计算

机架作为发电机的重要受力部件,直接影响到机组运行的稳定性,因此,必须对其刚度进行认真分析、计算,保证其应力和变形在许可范围内。过去对机架的分析、计算均采用经典力学公式进行,近年来,随着计算机技术的发展,

$$\theta = \frac{MR_c}{2\pi EJ_x} \quad (\text{rad})$$

式中：E 为钢的弹性系数，N/cm²。

2) 中心体受扭转作用产生的挠度

$$f_1 = \theta(l + R_2 - R_1) \quad (\text{cm})$$

3) 中心体受剪力作用产生的挠度

$$f_2 = \frac{P_m(R_2 - R_0)}{GH\delta} \quad (\text{cm})$$

式中：G 为剪切弹性系数，N/cm²；δ 为中心体筋板厚度，cm。

(2) 支臂的挠度。

1) 弯曲作用产生的挠度

$$f_3 = \frac{P_m l^3}{3EJ_0} f(\nu) \quad (\text{cm})$$

2) 剪切作用产生的挠度 (设 h₀₁ = h₀₂)

$$f_4 = \frac{P_m l}{G\delta_0(H_0 - 2h_{01})} \quad (\text{cm})$$

(3) 机架的总挠度

$$f = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 \quad (\text{cm})$$

其中：动荷挠度

$$f_d = \frac{P_d}{P} f \quad (\text{cm})$$

静荷挠度

$$f_i = f - f_d \quad (\text{cm})$$

式中：P_d 为水推力，N。

机架的挠度计算值，可参照表 3.3-27 确定。

表 3.3-27 机架挠度取值范围

负荷 (kN)	跨距 (m)	挠度值 (mm)
>1000	>10	3~5
≤1000 (悬式机组) >1000 (伞式机组)	<10	1.5~3
<500	<5	0.5~1.5

6.6.4 机架的刚度、柔度和自振频率计算

(1) 机架的轴向刚度

$$C_1 = \frac{P}{f} \quad (\text{N/cm})$$

(2) 机架支臂的径向柔度

$$\lambda_1 = \frac{l}{ES_0} \Delta(\xi) \quad (\text{cm/N})$$

(3) 机架与推力轴承的合成刚度

$$C = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2} \quad (\text{N/cm})$$

式中：C₂ 为推力轴承的轴向刚度，即托盘或弹性油箱的轴向刚度，N/cm。

(4) 机架的轴向固有频率

$$\omega = 300 \sqrt{\frac{C}{P - P_d}} \quad (\text{Hz})$$

(5) 共振比值系数

$$K = \frac{\omega}{Zn_N}$$

式中：Z 为水轮机转轮叶片数。

7 灭火系统

为了保证水轮发电机定子绕组在事故状态下不至于烧毁机组，按 GB/T 7894《水轮发电机基本技术条件》规定，额定容量为 12.5MW 及以上的水轮发电机，应在定子绕组端

部的适当位置装设水喷雾灭火装置。

7.1 灭火方式

目前，水轮发电机采用的灭火方式有水、二氧化碳和卤代烷。

7.1.1 水灭火方式

利用水作为灭火剂。一般水的汽化热高，导热系数小，水汽化变成水蒸气后容积迅速扩大，在一个大气压下，全部汽化后的水蒸气体积约为水的体积的 1240 倍。灭火时，因水受热汽化，一方面吸收大量的热量，降低燃烧物及四周的温度；另一方面，水蒸气在燃烧物周围形成一个绝热层，并使燃烧物周围的氧浓度迅速降低，可迅速将火扑灭。故用水灭火方式具有灭火效率高的优点。加之取水容易、价廉、经济性好，此种方式成为目前国内外普遍采用的灭火方式。

但水作为水轮发电机的灭火剂，也存在缺点。如一旦使用后会使得定子铁心的硅钢片锈蚀，使绕组绝缘电阻下降；事故后必须对绕组进行清洗、烘干；灭火钢管可能发生堵塞，事故时难以打开。此外，还存在水进入轴承或制动器及机坑内的其他电气设备之虑。

7.1.2 二氧化碳灭火方式

以二氧化碳 (CO₂) 作为灭火剂。CO₂ 的主要作用是降低空气中氧气的相对含量 (窒息作用)，其次是降低燃烧物的温度。由于 CO₂ 是一种不导电的惰性气体，故适宜扑灭带电设备的火灾。另外，它具有灭火较迅速、灭火后能快速散逸不留痕迹、来源广泛、对生态影响小的特点。所以，在国外一些水轮发电机制造厂一般选用 CO₂ 灭火装置。

同样，CO₂ 灭火装置也存在缺点。其一，因 CO₂ 灭火是靠窒息作用来达到灭火目的的，只有当机内 CO₂ 体积浓度达到 30%~50% 以上，且需保持一定抑制时间 (约 30min) 时，才能使燃烧物彻底熄灭，不再复燃。灭火过程中要不断补充泄漏的 CO₂，使机内保持一定的浓度，否则可能复燃。其二，CO₂ 是一种窒息性气体，当 CO₂ 浓度大于 9% 时，对人有生命危险，故一定要避免灭火系统误动作使 CO₂ 气体外逸，灭火后要注意将 CO₂ 置换干净，不能残留在机内或厂房内。其三，液态 CO₂ 可能凝固成雪花状干冰，使温度降低到 194.7K，应注意在化雪时，因强冷却作用易冻伤人。固态 CO₂ (干冰) 还可能堵塞灭火喷嘴造成灭火失效。

7.1.3 卤代烷灭火方式

卤代烷灭火剂是通过燃烧的化学抑制作用，即负催化作用而达到迅速灭火的。灭火时，卤代烷喷向燃烧区，遇高温迅速分解。在有活化氢存在时，其主要分解产物有氢卤酸 (HF, HBr)、自由卤素 (Br₂) 及少量卤代碳酰 (COF₂, COBr₂)。HF、HBr、Br₂ 对燃烧有很强的抑制作用，它们可中断燃烧的链式反应，使火焰熄灭，因而具有很高的灭火效力，并可使灭火过程瞬间完成。一般体积浓度达 2% 时，即可产生灭火效果，而且灭火时间短，灭火剂喷射时间约为 10s，灭火剂浸渍时间约为 5~10min。此外，它具有不导电、耐储存、腐蚀性小、灭火后不留痕迹、对发电机影响很小等优点。

卤代烷灭火剂也同样存在缺点。首先是价格昂贵，特别是 1301 (三氟一溴甲烷，CF₃Br)，经济性差。其次是 1211 (二氟一氯一溴甲烷，CF₂ClBr) 和 1301 灭火时都要进行分解，其分解物对人体有一定毒性。1211 浓度达到 4% 时，即可对人体的中枢神经产生毒害；1301 浓度达到 14% 时，接触几分钟即可使人出现心律不齐现象。另外，1211 和 1301 中都含有氟 (F)，大量使用可能导致地球臭氧层的破坏，对生

态环境极为不利。近年来，国际上已开始限制氟元素成分化合物的使用，因此卤代烷灭火剂势必被其他的灭火剂所替代。

国外大、中型水轮发电机一般都设有灭火装置。部分100MW以上水轮发电机的灭火装置，见表3.3-28。

表 3.3-28 部分水轮发电机灭火方式

国 家	电 站	容 量 (MVA)	电 压 (kV)	转 速 (r/min)	灭火方式			控制方式		探测种类			机组 台数	时间 (年份)
					CO ₂	水	无	自动	手动	感烟	感温	差动 保护		
巴西—巴拉圭	伊太普	823/737	18	90.9/92.3	○					○			18	1984
委内瑞拉	古里Ⅱ	805	18	112.5	○			○	○		○		5	1983
美 国	大古力	718	15	85.7	○					○			3	1978
美 国	大古力	615	15	72	○					○			3	1975
美 国	Ludington	388	20	112.5	○			○	○		○		6	1972
日 本	玉 原	335	13.2	429			○						2	1982
日 本	京都大学	330	18	650			○						1	1979
日 本	南 原	326	20	257		○			○	○			2	1976
日 本	奥多多良木	320	18	300		○			○		○		2	1974
日 本	奥矢作	290	18	360			○						3	1980
巴基斯坦	塔贝拉	236.8	13.8	136.4	○			○	○		○	○	4	1975
加拿大	Seven Mile	225	13.8	94.7		○		○	○	○	○		3	1980
智 利	Antuco	175	13.8	250			○						2	1978
中 国	葛洲坝	194.3	13.8	54.6		○			○		○		2	1981
中 国	李家峡	444.4	18	125		○			○	○			4	1997
中 国	二 滩	612	18	142.9		○		○	○	○	○		6	1998
中 国	三 峡	840/777.7	20	75		○		○	○	○	○		14	2003

7.2 水灭火系统

图3.3-217所示为环形灭火管道系统布置简图。此种灭火系统的上水管用角钢和管夹固定于上机架支臂上，下水管用管夹固定于下挡风板上。也有采用垫块和管夹固定于下机架支臂上。

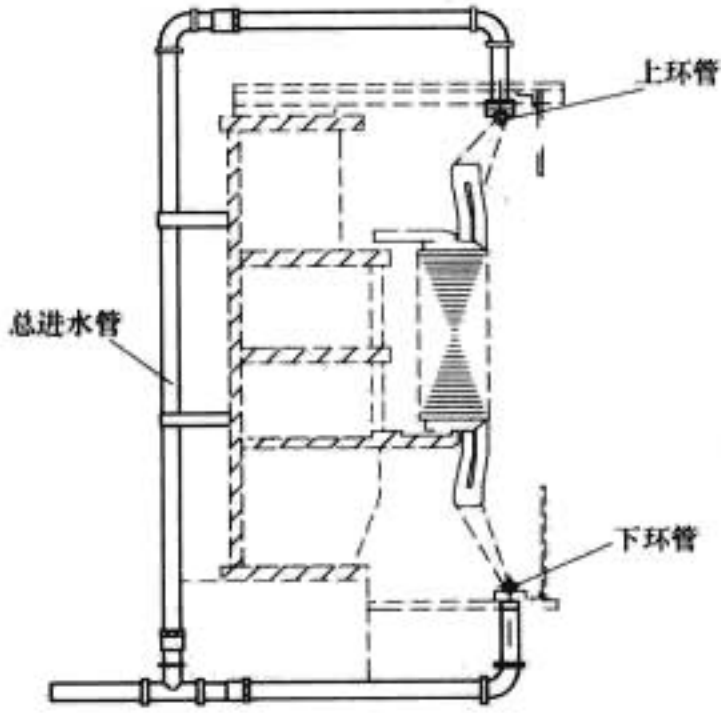


图 3.3-217 环形灭火管道系统布置

为了便于制造和运输，环形管一般分成2、4、6、8…等份的管段。

水灭火管道系统都采用双路进水结构，见图3.3-218。上、下灭火环形管通过三通与进水管相连。上、下灭火环形管采用紫铜管或不锈钢管或其他能防锈蚀的管材。进水管可用镀锌钢管。

上、下环形管上按照结构尺寸的许可，可适当布置一定数量的喷头。喷头的布置能使水雾喷射到定子绕组的所有部分，包括端部。喷头的间距可控制在60~90mm间。根据需



图 3.3-218 双路进水示意图

要，喷头可采用两排或更多排交错分布。

水灭火系统设计流量和喷头数量的确定，可参照类似发电机或有关资料进行估算，本书不作论述。

7.3 不同灭火系统的应用

从国内外资料分析可知，上述三种灭火方式应用的比例大致为：CO₂灭火方式约占35%；水灭火方式次之，约占25%；卤代烷灭火方式大约仅占8%；还有近32%左右的机组未设置灭火装置。从地区分布来看，欧美一些国家主要是采用CO₂灭火方式，而日本、中国、俄罗斯和加拿大等地区采用的主要是水灭火方式。从表3.3-28可以看出，一般大型水轮发电机都设置有灭火装置。

8 发电机中性点接地装置

8.1 大型发电机中性点基本接地方式

随着发电机单机容量不断地增大，人们对发电机安全运行的要求也越来越高。发电机中性点接地方式的选择是波及安全运行的一个重要方面，主要有以下几种方式：

- (1) 直接接地。
- (2) 经低阻抗接地。
- (3) 不接地或经电压互感器接地。
- (4) 经高电阻接地。
- (5) 经消弧线圈接地。

对于(1)、(2)两种接地方式,若发电机定子绕组发生单相接地故障,相当于定子绕组匝间故障,故障电流往往很大,即使继电保护能够快速动作,也不能避免发电机的内部损伤。对于第(3)种接地方式,当发电机定子绕组发生单相接地故障时,间歇性的接地电弧可能引起定子绕组对地之间积累性的电压升高,威胁非故障相的定子绕组绝缘。

基于上述的原因,现今世界各国的大型机组中性点接地方式多采用(4)、(5)两种接地方式,它们成为大型发电机中性点最基本的两种接地方式。其中,高电阻接地方式包括直接经高电阻接地和经单相或三相配电变压器(其低压侧接电阻)接地。经消弧线圈接地方式包括可调电感接地和固定电感(经配电变压器加电抗器)接地。这两种接地方式各有优、缺点。

8.2 水轮发电机中性点接地特点

除低压发电机外,发电机采用非直接接地方式,以免故障电流烧损难以修复定子铁心。对允许发电机带单相故障运行一段时间的机组,要求单相故障电流限制在较小的数值以内;对不允许发电机带单相故障运行需瞬时跳闸的机组,根据世界统计单相故障电流也不超过30A。

由于水轮发电机组的转速比汽轮发电机组的转速慢很多,通常定子绕组对地电容较大,一般为汽轮发电机对地电容的5~10倍,其单相故障电流从数安培至数十安培。同容量的水轮发电机组由于转速不一样,定子绕组对地电容值不一样,转速越慢,定子绕组对地电容越大。定子冷却方式不一样,定子绕组对地电容值也不一样,定子水内冷机组对地电容值约为空气冷却机组对地电容的50%。为使故障电流不致危及发电机定子铁心,规程规定:当发电机单相故障电流不超过允许值时,可采用发电机中性点不接地方式。当超过允许值时,对不瞬时跳闸的机组必须将故障电流限制到允许值以内,一般采用消弧线圈进行补偿;对于瞬时跳闸的机组,故障电流不希望超过20~30A,一般可采用高电阻接地或消弧线圈接地。

以前对不瞬时跳闸的机组,规定发电机单相故障电流不超过5A时,发电机中性点不接地,当发电机故障电流超过5A时,需采用消弧线圈接地。通过对定子铁心烧损试验,铁心烧损程度与电弧的能量有密切关系,电弧能量又与发电机电压有关,机组电压越高,要求故障电流越小。当发电机单相故障电流超过表3.3-29中的值时,就需要采用消弧线圈进行补偿。补偿后的残流也不超过表3.3-29的规定值。

表 3.3-29 发电机允许单相故障电流值

发电机额定电压 (kV)	6.3	10.5	13.8~15.75	18~20
故障点残余电流 (A)	≤4.0	≤3.0	≤2.0	≤1.0

随着电网的发展,发电机容量不断增大,发电机单相故障电流也增大,再采用机组带故障运行,将消弧线圈补偿残流限制到规定值是非常困难。由于系统储备容量的增大,不再需要发电机带单相故障运行一段时间。为防止单相接地故障扩大为匝间故障或相间故障,同时定子铁心修复的时间又较长,故大容量机组都是采用瞬时跳闸。只要继电保护准确无误地动作,发电机中性点采用高阻接地或消弧线圈接地都

是可行的,但后者的残流要小些。

8.3 经消弧线圈接地

8.3.1 发电机经消弧线圈接地的补偿方式

当发电机系统电容电流变化不大时,宜采用欠补偿方式($I_L < I_C$),即感抗大于容抗;当发电机系统电容电流变化较大时,宜采用过补偿方式($I_L > I_C$),即感抗小于容抗。一般过补偿方式较欠补偿方式的潜在过电压大。

(1) 发电机单相接地电容电流

$$I_C = \omega C U_{fx} \times 10^{-3}$$

式中: I_C 为发电机单相接地电容电流, A; U_{fx} 为发电机额定相电压, kV; C 为发电机系统三相对地总电容量, μF ; ω 为角频率, $\omega = 2\pi f$ 。

(2) 消弧线圈电感电流计算

$$I_L = U_{fx} / \omega L$$

式中: I_L 为消弧线圈电感电流, A; L 为消弧线圈电感量, H。

8.3.2 传递过电压

在发电机变压器单元接线中,当变压器高压侧中性点不接地时,变压器高压侧发生单相接地或断路器不同期切合,可能在发电机电压系统中出现危险的传递过电压,使发电机中性点电位升高。传递过电压可按式计算

$$U_2 = \frac{C_{12} U_x}{C_{12} + C_v} = A U_x$$

$$A = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_v}$$

式中: U_2 为发电机中性点传递过电压, kV; U_x 为变压器高压侧相电压, kV; C_{12} 为变压器高低压绕组间的电容量, μF ; ν 为消弧线圈脱谐度; A 为传递过电压系数。

当 $\nu=1$ 时,即无消弧线圈,传递过电压系数为 $A = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_v}$; 当 $\nu=0$ 时,即消弧线圈全补偿,传递过电压系数为 $A=1$ 。无消弧线圈时的传递过电压最低。有消弧线圈时, $\nu>0$ 为欠补偿, $\nu<0$ 为过补偿,欠补偿承受脱谐度的减小,传递过电压增大;过补偿与全补偿时的传递过电压一样,传递过电压最大。以增大脱谐度来减小传递过电压,仅适用于瞬时切机的消弧线圈接地方式,对不瞬时切机的消弧线圈脱谐度,已由表3.3-29确定,不能人为地加大。

变压器中性点经小电抗接地方式,其传递过电压可按式计算

$$U_2 = \frac{C_{12} X^* U_x}{C_{12} C_v}$$

式中: X^* 为变压器中性点小电抗标么值(以变压器基准阻抗 U_x/I_R 计算)。 $X^* = X I_R / U_x$, 一般 $X^* = 0.04(220kV) \sim 0.05(500kV)$ 。

变压器中性点经小电抗接地的传递过电压仅为变压器中性点不接地的传递过电压的4%~5%。故目前将550kV变压器中性点经小电抗接地方式推广到220kV是合理的。

当变压器中性点直接接地时,无传递过电压。

8.3.3 经消弧线圈接地的潜在过电压

接入消弧线圈的发电机电压系统由于三相电容不对称,中性点发生位移,位移电压可按式计算

$$U_0 = \frac{\xi U_x}{\sqrt{\nu^2 + d^2}}$$

$$d = \frac{1-\nu}{Q} + \frac{3}{R\omega C}$$

式中: U_0 为中性点位移电压, kV; ξ 为发电机电压系统不

对称度,当发电机发生单相接地时, $\xi=1$; d 为发电机电压系统阻尼率,由于绝缘电阻 R 为兆欧级,可忽略第二项, $d=\frac{1-\nu}{Q}$; Q 为消弧线圈的品质因数。

从上式看出,当无消弧线圈时, $\nu=1$,中性点位移电压很小;有消弧线圈时,当脱谐度很小时(接近全补偿时), $U_0 \approx Q \xi U_x$,中性点位移电压比无消弧线圈时增大 Q 倍。增大欠补偿的脱谐度,可大大减小中性点位移电压,这适用于瞬时切机的消弧线圈接地方式。

在发电机启动、停机、突然过载和甩负荷时,发电机的频率会在额定频率值附近发生偏离。对不瞬时跳闸的机组,中性点消弧线圈的脱谐度较小,频率的偏离可使消弧线圈的脱谐度为零。由于中性点位移电压的增高,发电机的动态过电压也增高,尤其是在过补偿甩负荷时最高(消弧线圈的品质因数一定时,过补偿脱谐度越大,回路电阻越小,回路电流就越大,消弧线圈上的电压就越高,动态过电压也就增大),欠补偿甩负荷时次之。如此时发电机绕组发生单相接地故障,接地电弧发生二次重燃,致使暂态过电压增大。高电阻接地方式暂态过电压与频率无关,最大仅为 $2.6p.u.$ 。而消弧线圈的潜在暂态过电压可达到 $3.5p.u.$,如在消弧线圈内串联较大的电阻,可使动态和暂态过电压得到一定的抑制,但还是比高电阻接地方式略高。

8.4 经高电阻接地

发电机中性点经高电阻接地方式,通常是将电阻器接在发电机中性点所接单相变压器的二次侧绕组上。

8.4.1 电阻值的选择

接入发电机中性点高电阻值的大小,将影响发电机单相接地时健全相暂进过电压的大小。

运行的发电机工频耐压试验值为 1.5 倍发电机额定电压,用发电机相电压峰值 U_x 表示,即为 $1.5\sqrt{3}U_x=2.6U_x$,故要求健全相上的暂态过电压峰值不应超过 2.6 倍电压峰值。此时,发电机中性点上的电阻功率损耗等于或大于发电机对地电容的无功损耗,即 $\frac{1}{\omega CR} \geq 1, R \leq \frac{1}{\omega C}$ 。故发电机中性点电阻值应按式选择

$$R \leq \frac{1}{2\pi fC}$$

式中: R 为发电机中性点电阻值, Ω 。

8.4.2 单相变压器容量选择

发电机中性点所接单相变压器的绝缘水平应不低于发电机的绝缘水平,故选择变压器的额定电压与发电机的额定电压相等。变压器的容量选择与变压器工作时间有关,可按式进行计算

$$S_T = \frac{U_T I_C}{K_1}$$

式中: S_T 为变压器额定容量, kVA ; U_T 为变压器额定电压, kV ; K_1 为过负荷系数。

一般过负荷系数可按 $t=1min$ 选取,为防止继电保护拒动使单相变压器不能安全运行,可增大过负荷时间 $t=10min$ 。

8.4.3 单相变压器二次侧电阻值确定

已确定了单相变压器一次侧电阻值,二次侧电阻值可按变压器的变比进行换算。同时,由于中性点变压器具有损耗,可等效一电阻值,将换算二次侧电阻值减去等效电阻值,即为单相变压器二次侧接入的电阻值,按下式计算

$$R_2 = RK^2 - \frac{PU_2^2}{S_T^2}$$

式中: R_2 为变压器二次侧接入电阻值, Ω ; U_2 为变压器二次侧电压, kV ; K 为变压器变比, $K=U_2/U_T$; P 为变压器总损耗, W 。

8.5 设计原则与计算

8.5.1 发电机中性点接地方式的设计原则

- (1) 要求单相接地故障电流值越小越好,以免烧损定子铁心,尤其是允许带单相故障运行一段时间的机组的故障电流,不允许超过表 3.3-30 规定值。
- (2) 要求机组在各种运行状态下,暂时过电压不危害发电机的绝缘。
- (3) 要求适应接地方式的继电保护动作准确。

对允许带单相故障运行一段时间的大、中、小型水轮发电机组,可采用消弧线圈欠补偿接地方式;对大型或特大型水轮发电机组发生单相接地故障时需瞬时切机,其中性点宜采用高电阻接地,但单相故障电流应限制在 $20A$ 左右;如经高电阻接地故障电流超过 $30A$ 时,宜采用消弧线圈接地方式,欠补偿脱谐度可达 50% 以上。对单相接地故障需瞬时切机的机组,其中性点不论是经消弧线圈接地还是经高电阻接地,均要求有相适应的继电保护装置准确无误地动作。

8.5.2 计算示例

以下为某 $600MW$ 水轮发电机中性点接地装置计算示例。

- (1) 主机设计参数:
每相电容: $1.9732\mu F$
发电机电压: $20kV$
发电机容量: $600MW$
发电机定子绕组单相对地电容: $C_{ph}=1.9732\mu F$
- (2) 中性点接地装置参数,见表 3.3-30。

表 3.3-30 中性点接地装置参数

序号	项 目	单位	参 数
1	接地变压器		
1-1	型式		
1-2	一次额定电压	kV	20
1-3	二次额定电压	kV	0.4
1-4	额定容量	kVA	250
1-5	一次侧耐压		
1-5-1	BIL(峰值)	kV	125
1-5-2	截波水平(峰值)	kV	140
1-5-3	工频耐压(有效值, 1min)	kV	55
1-6	抽头(一次侧额定电压的百分数)	%	± 2.5
1-7	绝缘等级		H 级
1-8	绝缘材料		Nomex
2	电阻		
2-1	电阻材质		镍铬合金
2-2	电阻值	Ω	0.1863
2-3	运行 10min 后的最高温度	$^{\circ}C$	≤ 1000
3	隔离开关		
3-1	型式		单相, 50Hz, 户内型
3-2	额定电压	kV	20

续表			
序号	项 目	单位	参 数
3-3	额定电流	kA	0.4
3-4	耐压水平		
3-4-1	BIL(峰值)	kV	125
3-4-2	工频耐压(有效值, 1min)	kV	50
4	电流互感器		
4-1	型式		贯穿式 (环氧浇铸型)
4-2	变比		30/5(一次) 1500/5(二次)
5	柜体		
5-1	材料		Q235, δ2.5 冷轧板
5-2	外型尺寸(长×宽×高)	mm	1000×1000×2300 (双柜)

(3) 接地变压器二次电阻计算:

1) 三相对地总电容

$C_1 = 1.05 \times 3 \times 1.973\ 2 = 6.215\ 58\ \mu\text{F}$
容抗

$X_C = 10^6 / (2\pi f) \times 6.215\ 58 = 512.38\ \Omega$
电容电流

$I_C = 20 / (\sqrt{3} \times 512.38) \times 10^3 = 22.54\ \text{A}$

2) 静电功率

$P_C = I_C^2 X_C = 22.54^2 \times 512.38 = 260\ \text{kvar}$

3) 电阻器额定功率

$P_R = 1.1 P_C = 1.1 \times 260 = 286\ \text{kW}$

4) 电阻器电阻值

$R = U_S^2 / (3 P_R \times 10^3) = 400^2 / (3 \times 286 \times 10^3)$
 $= 0.1863\ \Omega$

5) 接地变压器容量:

用于发信号

$P_T = U_S^2 / (\sqrt{3} R \times 10^3) = 400^2 / (\sqrt{3} \times 0.186\ 3 \times 10^3)$
 $= 496\ \text{kVA}$

用于切机: 取系数为 2, 则 $P_N = 250\ \text{kVA}$ 。

6) 接地故障电流 I_F :

接地变压器二次电流

$I_R = P_T / U_S = 496 / 0.4 = 1240\ \text{A}$

接地变压器一次电流

$I_{GR} = I_R U_S / U_P \times 10^3 = (1240 \times 400) / (20 \times 10^3)$
 $= 24.8\ \text{A}$

总故障电流 I_F

$I_F = \sqrt{I_{GR}^2 + I_C^2} = \sqrt{24.8^2 + 22.54^2}$
 $= 33.5\ \text{A}$

(4) 接地变压器一次接线及其元件:

1) 隔离开关: GN 型、20kV、400A, 配操作机构, 可柜前操作。

2) 接地变压器: 单相、干式、H 级绝缘、环氧浇铸。
 $U_{1N} = 20\ \text{kV}$; $U_{2N} = 0.4\ \text{kV}$; $P_N = 250\ \text{kVA}$ 。

工频耐压(有效值) 55kV/min; BIL 峰值 125kV; 截波水平(峰值) 140kV; 二次工频耐压 3kV/min; 一次侧额定电压的百分数(抽头) $\pm 2.5\%$ 。

3) 电阻器: $P_R = 286\ \text{kW}$; $U_N = 0.4\ \text{kV}$; $R = 0.186\ 3\ \Omega$ (冷态)。电阻器初分五个抽头, 供调整用。另抽头 173V, 供电电压信号源。层间绝缘 $> 10\ \text{M}\Omega$, 工频耐压 3kV/min。

4) 一次电流互感器: LMZ0.5-30/5。

5) 二次电流互感器: LMZ0.5-1500/5。

6) 电热恒温加热器: 0.5 kW、0.23kV。

9 制动器及制动系统

按 GB/T 7894—2001 规定: 额定容量为 250kW 以上的立式水轮发电机应有制动装置, 额定容量为 1MW 及以上的立式水轮发电机必须装设一套采用压缩空气操作的机械制动系统。制动系统靠压力供油, 应能顶起机组转动部分。根据用户要求, 可增设电气制动装置。正常停机时, 可采用机械制动或电气制动, 也可两者配合使用。

水轮发电机采用机械制动时, 其空气压力一般为 0.55~0.7MPa。

水轮发电机如单独采用电气制动, 当机组转动部分转速达到 50% 额定转速时, 按设置的程序自动投入电气制动停机。

水轮发电机可采用电气制动和机械制动配合使用, 当机组转速下降到 50% 额定转速时, 电气制动系统首先投入运行; 转速继续下降到额定转速的 5%~10% 时, 再投入机械制动系统直到停机。电气制动时的电流值应按定子绕组温升和要求制动停机的时间确定, 并在专用技术协议中规定。

9.1 制动系统功能及制动器结构

9.1.1 制动系统功能

制动系统应具有以下功能:

(1) 在发电机停机过程中, 为避免推力轴承在低速下油膜被破坏导致瓦面烧损, 制动系统应能在专用技术协议中规定的预定时间(一般为 2~3min)将机组转动部分从 20%~30% (采用塑料瓦的机组为 10%~20%) 额定转速下连续制动至停机。

(2) 当水轮机漏水使机组产生的转矩不大于水轮机额定转矩的 1% 时, 制动系统应保证机组制动停机。

(3) 制动装置在安装、检修和启动前, 以高压油注入制动器, 应能将发电机旋转部分顶起。

目前, 水轮发电机主要采用机械制动, 其制动系统由制动装置及管路系统组成, 典型结构见图 3.3-219, 其操作程序见表 3.3-31。对制动系统的主要要求, 见表 3.3-32。

表 3.3-31 制动系统操作程序

工作状态	阀门状态	
	打 开	关 闭
自动制动	A, D	B, C, E
手动制动	A, D	B, C, E
顶起转子	A, C	B, E, D
气压复位	B, E	A, C, D
排除积油	B, E	A, C, D

表 3.3-32 对制动系统的主要要求

项 目	要 求
制动时气压 (N/cm^2)	49~68.6
顶起转子时油压 (N/cm^2)	784~1176
顶起距离 (mm)	15~30

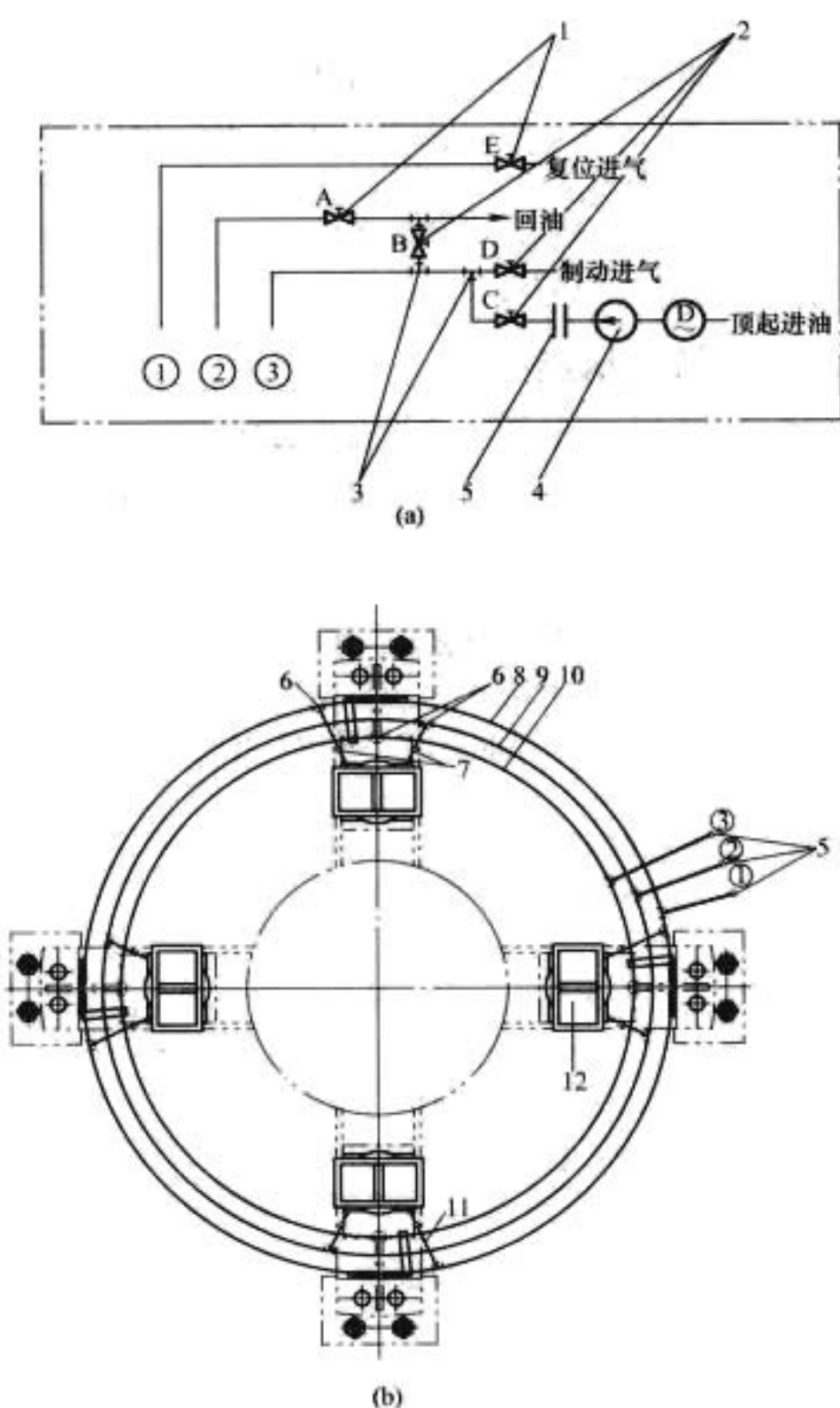


图 3.3-219 制动系统布置示意图

(a) 制动器油压、气压系统控制示意；

(b) 制动器及其管路布置

1—低压阀门；2—高压阀门；3—三通；

4—移动式电动试压油泵；5—法兰；

6—三通；7—法兰；8、9、10—制动

环管；11—无缝钢管；12—制动器

9.1.2 制动器结构

制动器采用“O”形密封结构，一般采用油、气合一的单缸结构或油、气管路合一的单缸结构及油、气管路分开的单缸双活塞结构，也有采用油、气管路分开的双缸双活塞结构。为防止制动时活塞卡阻，制动板可采用偏心支撑结构。

制动器的“O”形密封圈采用 GB/T 3452.1—2005 规定的标准密封圈，其材料符合 GB 7038—1986，一般选用丁腈橡胶 HN7445，外观质量指标等符合 GB/T 3452.2—2005 的规定。为减少污染，目前采用橡胶石棉板制成的制动块已逐步淘汰，而被一种非金属无石棉的复合材料所替代。

经过多年发展，目前水轮发电机制动器均有专业制造厂制造，并已形成系列。按活塞直径来分，有 $\phi 80\text{mm}$ 、 $\phi 120\text{mm}$ 、 $\phi 160\text{mm}$ 、 $\phi 220\text{mm}$ 、 $\phi 250\text{mm}$ 、 $\phi 280\text{mm}$ 、 $\phi 300\text{mm}$ 等常用规格，设计时可根据制动器生产厂样本选用。

为了防止大容量机组（尤其是启动和停机频繁的发电电动机）的制动环在机械制动时产生热变形，以及它和制动块摩擦产生的粉末污染定子绕组，国外有的机组采用了制动器和千斤顶分开的结构。

9.2 制动器计算

(1) $\cos\varphi=1$ 时的额定功率

$$P_N = S_N \quad (\text{kW})$$

(2) 额定转速 n_N ；r/min。

(3) 制动器数 m 。

(4) 制动器分布直径 D_b ，m。

(5) 制动器活塞直径 d ，cm。

(6) 制动时间 t ，min。

(7) 制动块摩擦系数 f 可根据制动块材料确定，一般为 0.25~0.35。

(8) 发电机开始制动的转速 n_s ，r/min。可根据技术协议确定，一般取 $0.35n_N$ 。

(9) 为吸收转速在 n_s 时的转子动能，所需的制动压力为

$$F_1 = \frac{\pi}{f \times 60^2} \frac{GD^2 n_s}{D_b t} = 3.56 \times 10^{-4} \frac{GD^2 n_s}{D_b t} g \quad (\text{N})$$

式中： GD^2 为飞轮力矩； g 为重力加速度，取 $g=9.81\text{m/s}^2$ 。

(10) 水轮机导水机构漏水所产生的力矩约为额定力矩的 1.0%~1.5%，为克服此力矩所需的制动力为

$$F_2 = (0.01 \sim 0.015) \frac{975 P_N g}{f \frac{D_b}{2} n_N} \quad (\text{N})$$

(11) 制动时每个制动器上的压力为

$$F_3 = \frac{F_1 + F_2}{m}$$

(12) 每个制动器上的摩擦力

$$F_4 = F_3 f$$

(13) 顶起转子时每个制动器上的压力

$$F_5 = F/m$$

$$F = F_t - F_w$$

式中： F_t 为推力轴承总载荷，N； F_w 为水轮机水推力，N。

(14) 制动时压缩空气压力

$$F_6 = F_3/A_1 \leq 7 \quad (\text{N/cm}^2)$$

式中： A_1 为制动器活塞截面积， cm^2 。一般水电站的压缩空气系统采用 7 个大气压的空气压缩机。

(15) 每个制动器顶起转子时的油压力

$$F_7 = F_5/A_1 \quad (\text{N/cm}^2)$$

(16) 制动时制动块上的单位压力

$$F_8 = F_3/A_2 \quad (\text{N/cm}^2)$$

式中： A_2 为制动块面积， cm^2 。

(17) 开始制动时的线速度

$$v_s = \frac{\pi D_b n_s}{60} \quad (\text{m/s})$$

(18) 顶起转子时基础承受的压应力

$$F_9 = F_5/A_3 \leq 25 \quad (\text{N/cm}^2)$$

式中： A_3 为制动器基础面积， cm^2 。

9.3 电制动

转动惯量较大的水轮发电机及启动和停机频繁的发电电动机，当停机时采用机械制动易使制动环和制动块磨损加剧，并使制动环产生变形、开裂甚至断裂现象，可配合采用电制动的方法。

电制动的原理是：当机组与电网解列，转速约降至额定转速的 50% 时，给发电机励磁，使它产生一个电磁功率（或电制动力矩）。在机组制动期间，这个制动力矩和水轮机转轮在水中转动摩擦引起的水阻力矩、发电机通风损耗引起的

风摩阻力矩及轴承摩擦损耗引起的阻力矩构成机组总的阻力矩。制动时，发电机定子绕组出线端可以直接短路或者串联一个负载电阻短路，励磁电流由蓄电池组或三相厂用电系统经整流后的外部电源供给。

在较高速度制动时，水轮机转轮的水阻力矩起主要作用；而在较低的速度范围里，定子绕组铜损耗和外串电阻所产生的损耗起主要作用；其他的制动力矩随着转速下降而急剧下降，只有电磁功率与转速无关，电制动力矩随着转速下降而增大，这是电制动的优点。

9.4 制动力矩与转速的关系

当机组制动时，制动力矩是转速的函数。表 3.3-33 列出了各种损耗产生的原因及相应的制动力矩、制动功率与转速的近似关系。

表 3.3-33 制动力矩（或功率）与转速的关系

损耗产生的原因	制动功率	制动力矩
水轮机转轮摩擦损耗	$\propto n^3$	$\propto n^2$
发电机风摩损耗	$\propto n^3$	$\propto n^2$
轴承摩擦损耗	$\propto n^{1.5}$	$\propto n^{0.5}$
定子绕组铜损耗	常数	$\propto 1/n$
励磁绕组铜损耗	常数	$\propto 1/n$

9.5 机组转速与时间的关系

根据制动时机组的过剩力矩等于阻力矩的关系，机组的转速与时间有下述关系

$$t = \frac{GD^2 n_N}{375 T_N} \int_{v_1}^{v_2} \frac{dv}{T_r} = T_{mec} \int_{v_1}^{v_2} \frac{dv}{T_r} \quad (s)$$

式中：GD²为机组的飞轮力矩，kN·m²；T_N为发电机的额定转矩，N·m；v为用标么值表示的机组速度；T_r为用标么值表示的整个机组的阻力矩；n_N为机组的额定转速，r/min；T_{mec}为机组的机械时间常数

$$T_{mec} = \frac{GD^2 n_N}{375 T_N} = \frac{27.4 GD^2 (\frac{n_N}{100})^2}{P_N} \quad (s)$$

制动时，机组转速与时间的关系还可以变为

$$t = T_{mec} \left(\frac{\Delta v_1}{T_{r1}} + \frac{\Delta v_2}{T_{r2}} + \frac{\Delta v_3}{T_{r3}} + \dots + \frac{\Delta v_n}{T_{rn}} \right) \quad (s)$$

因此，只要算出对应于某一速度的各种阻力矩，表示转速与时间关系的曲线即可作出，电制动力矩也可调整确定。

9.6 计算各种制动力矩

9.6.1 水轮机转轮水阻力矩

水轮机转轮在水中旋转摩擦产生的水阻力矩可近似按下式计算

$$T_{df} = 0.49 \rho_a K_v n^2 D^5 \quad (N \cdot cm)$$

式中：ρ_a为空气的密度，kg/m³；n为水轮机转速，r/min；

D为转轮直径，m；K_v为由试验确定的系数。

9.6.2 发电机风摩阻力矩

发电机通风损耗产生的风摩阻力矩可按下式估算

$$T_{df} = K D_i^4 l_i n^2 g \times 10^{-5} \quad (N \cdot m)$$

式中：D_i为定子铁心内径，m；l_i为定子铁心长度，m；n为发电机转速，r/min；K为经验系数，按表 3.3-34 选取。

表 3.3-34 K 系 数

发电机通风系统型式	K
采用弧形斗式风扇，径向封闭双路通风系统	2.4
采用离心式风扇，径向封闭双路通风系统	2.8
定子通风型式同上，转于采用加强空气冷却	3.2

9.6.3 轴承摩擦阻力矩

在电制动时，导轴承摩擦产生的阻力矩可忽略不计。另外在停机过程，机组转动部分在水推力作用下有上抬趋势，因此水轮机转轮产生的水推力也可忽略不计，只需考虑机组转动部分对推力轴承的摩擦作用就足够了。轴承摩擦阻力矩可按下式估算

$$T_{bf} = 975 K F_R^{1.5} n^{0.5} \times 10^{-5} \quad (N \cdot m)$$

式中：K为经验系数，与推力轴承瓦的单位压力 F_{tb}及水轮发电机的安装结构型式有关；F_R为机组转动部分的重量；n为发电机转速，r/min。

9.6.4 电制动力矩

对于发电机定于绕组出线端直接短路（对于外串一个负载电阻短路的情况，仅引起定子绕组电阻增加，并不影响问题的分析和推导）的制动力矩可按下式计算

$$T_{et}^* = I_N^{*2} \frac{X_d^{*2} s R^*}{R^{*2} + X_d^{*2} s^2} \approx I_N^{*2} \frac{R^*}{s} \quad (\text{标么值})$$

式中：I_N^{*}为定子额定电流（标么值）；X_d^{*}为定子直轴同步电抗（标么值）；s为转速比（s=n/n_N）；R^{*}为定子绕组每相电阻（标么值）。

为了使机组迅速停机，通常在某一转速开始电制动的电流取额定电流值。当励磁一定时，随着转速降低，这个电流保持定值，因为转速降低会同时引起发电机的感应电势和直轴同步电抗成比例减小。因此在电制动过程中，定子电流和励磁电流均保持恒定，电制动力矩随着转速的降低而增加。

9.7 制动耗气量计算

每个制动器耗气量可按下式计算

$$q_{vmax} = 0.047 D^2 L \frac{p + 0.1}{0.1} \frac{1}{t} \quad (L/min)$$

式中：q_{vmax}为最大耗气量（标准状态），L/min；D为缸径或活塞直径，cm；L为气缸行程，cm；t为一次往复行程所需时间，s；p为工作压力，MPa。

第4章 水轮发电机通风冷却系统

随着电力需求的增加和国内制造企业研制能力的提高,我国水轮发电机组单机容量迅速提高,从二滩水电站 550MW 到三峡水电站 700MW,并向着 1000MW 级发展,代表着当今世界水电技术发展的最高水平。而单机容量的提高是以发电机开发研究水平的提高为支撑,在发电机各重要性能的研究中,通风冷却与发热的研究是最为关键的内容之一。根据电站条件的不同,水轮发电机所采用的冷却方式也趋于多样化,主要有空冷方式(如二滩、龙滩)、半水冷方式(三峡左岸)和蒸发冷却方式(如李家峡)等。其中,空冷方式因其经济性、可靠性和维护检修的方便性而成为水轮发电机最主要的一种冷却方式,随着水轮发电机通风冷却技术的改进和完善,新绝缘材料的应用和绝缘结构、工艺的进步(如 VPI 绝缘技术的广泛应用),使得水轮发电机在空气冷却条件下的散热能力大大提高。同时,大量新技术和新结构的出现赋予水轮发电机空冷方式新的生命力,所适用水轮发电机的容量、槽电流及电负荷有不断增大的趋势,逐渐突破了水轮发电机的冷却方式受每极容量限制的瓶颈。目前,空冷方式在水轮发电机上的适用容量已经达到 700MW 级。我国在建的构皮滩、金安桥、龙滩、小湾等水电站 600~700MW 容量级的水轮发电机采用空冷方式。

水轮发电机是一个高能量密度、集机—电能量为一体的能量转换装置,其内部各种物理场(如磁场、流场)是相互影响、相互制约的,具有耦合关系。在机械能(包括水能、蒸汽势能和风能等)向电能的转换中,由于其转换效率不可能达到 100%,因此有一小部分能量将滞留于水轮发电机内部,以热的形式表现出来,导致水轮发电机某些区域温度升高。这些热量如不及时疏导出去,会导致能量的堆积,水轮发电机温度持续上升,从而破坏其绝缘结构和金属结构件,威胁其安全运行。

对于大容量水轮发电机,由于其体积损耗大大提高,这就对继续采用空气作为冷却介质提出了更高的要求。为此,必须以大量的基础实验研究和强大的计算分析能力作为依托。发电机通风冷却与发热的研究是一门跨学科的研究工作,它涉及电机学、流体力学和传热学等知识,空气流动和传热的复杂性决定了通风冷却研究是一项试验研究与计算分析必须紧密结合的研究工作。发电机通风系统结构非常复杂,其内部沟、槽、孔等通道密布,几何尺寸变化大,转子部分又处于高速旋转状态,空气在发电机内的流动是一种相当复杂的流动和热传递过程,复杂程度绝不亚于航空、航天流场研究对象。因此,对于水轮发电机来说,其通风系统的分析研究,模型实验、真机实验和计算分析缺一不可,是一种理论分析与工程试验统计相结合的研究。

一个好的发电机通风系统,不仅能产生足够的冷却风量,还应合理地分配空气流量,并尽可能降低通风损耗。同时考虑用户检查维护的方便性,应能满足安全运行的各种要求。在北方,还应考虑到冬季利用发电机热风对厂房进行供暖。因此,发电机通风系统涉及因素较多,也是研究的重点。

1 水轮发电机通风系统分类及特点

水轮发电机由于容量、转速、安装场地等的不同,所采用的通风结构也各不相同。以下按其主要特点进行分类。

1.1 按循环方式分类

1.1.1 封闭式

封闭式也称为密闭循环,通常指发电机运行过程中,发电机内部的一次冷却介质(空气)不与外界进行介质交换的一种循环方式,即没有外界空气的流入或内部空气的流出。在这种方式中,冷却空气流经发电机的发热部件表面,吸收发电机的损耗热后,加热后的空气进入空气冷却器将热量传递给二次冷却介质(大多数情况下为水),空气本身温度降低,降温后的空气重新进入发电机参与下一次冷却循环。

由于发电机循环风量稳定不变,当发电机负荷稳定时,其运行温升稳定,不同工况对应不同温升。当二次介质温度稳定时,发电机运行温度不受环境气温的影响,循环空气清洁、干燥,循环压头损失较小,但必须要设置空气冷却器。一般大型水轮发电机多采用这种循环方式。

1.1.2 开启式

冷却空气流经发电机的发热部件表面,吸收发电机的损耗热量后,直接排出发电机体(或机坑)以外,不再重复循环。采用这种循环方式的发电机结构比较简单,但运行温度容易受到环境温度的影响,同时外界污染物质容易随空气进入发电机并积结,造成绝缘性能下降、风沟淤塞等后果。

1.2 按空气在发电机内的流动路径分类

1.2.1 径向通风方式

冷却空气由转子支架、磁轭风沟、极间通过并穿过气隙进入定子风沟,最终穿过空气冷却器而进入下一次循环。这种循环方式的空气主要沿发电机定子、转子径向方向流动,故得名。如果定、转子风沟的布置合理,发电机冷却空气流量的轴向分布可以比较均匀,同时,发电机内空气在相同半径处的温度比较接近,有利于发电机温度分布的控制。目前,大型水轮发电机大多数采用这种循环方式。

1.2.2 轴向通风方式

冷却空气在发电机中的流动路径主要是轴向方向。通常是空气由发电机的一端进入,沿发电机内轴向风道如极间、气隙及特置的轴向风道流动,沿途吸收部件上的损耗热量,最终穿过发电机从另一端流出进入空气冷却器,进行热交换后开始再一次循环。这种方式由于空气在流动过程中逐步吸收热量,其温度是逐步上升的。这样,发电机沿轴向不同部位接触的空气温度是不同的。越接近入口的部件冷却条件越好,越接近出口位置由于风温较高,冷却条件相对恶化,所以轴向通风方式发电机在设计时,必须认真考虑轴向温度的不均匀问题。铁心较长的发电机,则不宜采用轴向通风方式。

1.2.3 径轴向混合通风方式

在发电机中同时存在径向与轴向空气流动的通风方式。

1.3 按空气进入发电机的路径分类

1.3.1 单路进风方式

空气仅从一端进入水轮发电机的方式。

1.3.2 双路进风方式

空气从两端分别进入水轮发电机的方式。

1.4 按有无风扇分类

1.4.1 有风扇式

采用这种方式通常是由于水轮发电机本身转子磁轭的扇风能力不足以产生足够压头和流量，而必须采用辅助压头元件。采用径向通风方式的水轮发电机一般在转子磁轭两端增设离心式风扇叶片。而采用轴向或混合通风方式的发电机通常在两端增设斗式、弧斗式或轴流式风扇叶片。

1.4.2 无风扇式

对于中、大型低速水轮发电机，由于转子直径较大，加之水轮发电机内部空间相对宽敞，因而风阻相对较小。运行时，由转子产生的压头已经能够产生足够的风量对水轮发电机进行冷却，因此不需额外装设风扇元件，使得水轮发电机结构更简单，同时也减小了通风损耗。

1.5 按空气循环起因分类

1.5.1 自循环方式

依靠发电机转子自身旋转作用，将一小部分轴功率转化为空气循环的动能，驱使空气在发电机内部往复循环，完成冷却过程。一般大、中型水轮发电机多采用这种循环方式。

1.5.2 强迫通风方式

采用这种循环方式的发电机通常是由于靠自身转子的扇风作用无法产生足够的冷却风量，而要依靠外加的风机来驱动空气循环。一般在高转速发电机中，由于转子直径小，且发电机结构紧凑，空气流动阻力较大，需要较高的压头来维持空气循环。

2 典型大型立式水轮发电机通风系统

2.1 典型立式水轮发电机双路进风径向通风端部回风系统

在300MW及以上容量的水轮发电机中，由于转子直径足够大，通常采用无风扇的密闭自循环通风系统，见图3.4-1。

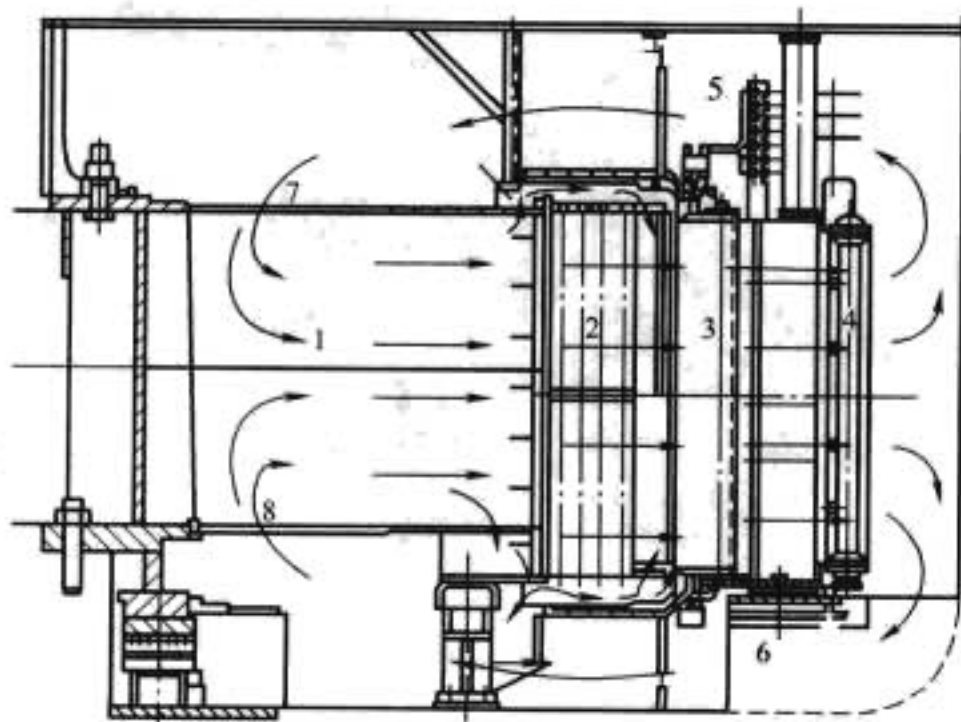


图 3.4-1 固定挡风板双路端部回风结构

1—转子支架；2—转子磁轭；3—定子铁心；4—空气冷却器；
5—上端部风路；6—下端部风路；7、8—转子支架进风口

这种结构特点是：发电机结构较简单，运行、维护方便。端部回风结构中空气流动比较顺畅，且发电机励磁绕组、定子绕组及定子铁心均处于空气流动的主要路径上，分布也比较均匀。由于空气利用率较高，空气流量可控制得相对较小，因而大大降低了通风损耗。其通风系统的比损耗比其他结构的均低，发电机经济性较好，是国内外制造厂应用较广的一种结构。国内二滩、公伯峡、小湾、龙滩、三峡左岸及右岸等水电站的水轮发电机均采用这种结构，已运行机组冷却效果较理想。

双路进风径向通风端部回风系统，又可细分为固定挡风板端部回风系统（图3.4-1）和旋转挡风板端部回风系统（图3.4-2）。它们的总体结构相似，只是在上、下两端的空气密封方式上有所不同。固定挡风板端部回风系统采用了安装在上机架上的挡风板，而旋转挡风板端部回风系统的挡风板则安装在转子上，随转子一起旋转。固定挡风板结构在挡风板与转子端部之间形成了一条空气通道，在其他尺寸结构、转速均相同的情况下，发电机总风量大于旋转挡风板结构，适合于转子磁轭、极间阻力较大的水轮发电机，但发电机安装调试和运行检修（如检查气隙）不如旋转挡风板结构方便。采用旋转挡风板结构的水轮发电机结构更加简洁。

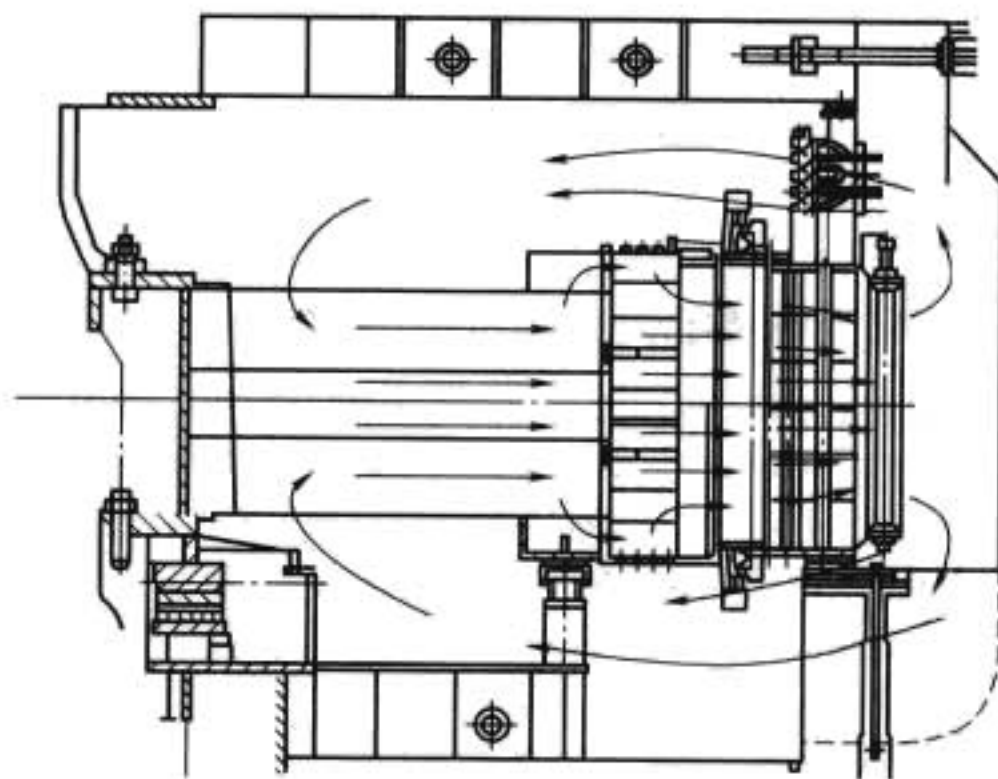


图 3.4-2 旋转挡风板双路端部回风结构

2.2 其他普通立式水轮发电机双路进风径向通风端部回风系统

图3.4-3~图3.4-5所示是部分立式水轮发电机通风结构示意图。

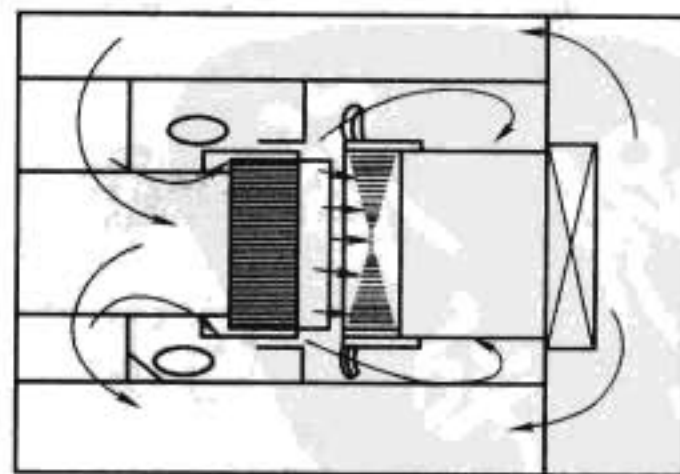


图 3.4-3 无风扇径向通风系统

图3.4-3、图3.4-4所示通风系统与图3.4-1、图3.4-2所示通风系统主要差别在于定子风路和定子绕组端部部分，前两者定子过流路径为三路，即定子铁心风沟和为端部绕组冷却设置的定子机座两端的出风孔。而后两者的定子绕组端部处于发电机上、下两端的进风路径上，端部绕组直接受到

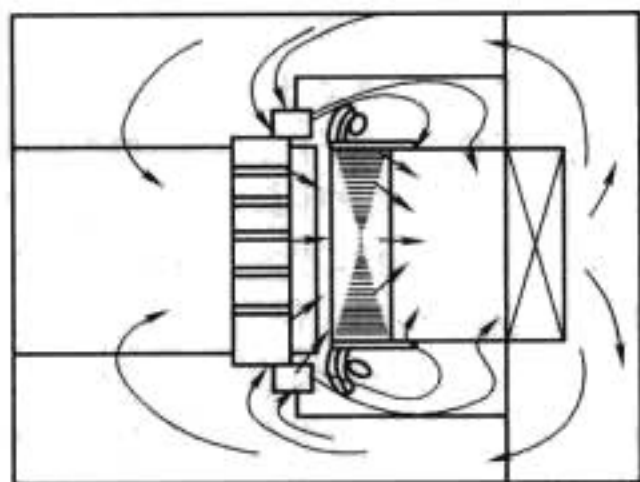


图 3.4-4 有风扇径向通风系统

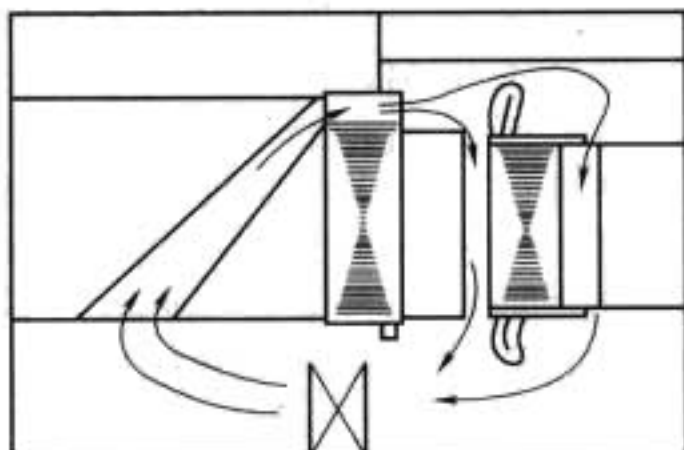


图 3.4-5 轴向通风系统

冷风的吹拂。图 3.4-5 所示的轴向通风系统，由于空气在流动过程中逐步吸热，温度将升高，造成处于路径下游（即靠近出风端）的区域温度会高于上游（即靠近进风端）区域，发电机温度分布不如径向通风系统均匀。另外，对于高转速水轮发电机，在轴向通风系统中也有采用轴流风扇的情况。

2.3 典型抽水蓄能水轮发电机通风系统

对于大容量、低转速、大直径抽水蓄能机组，由于水轮发电机直径相对较大，转子旋转产生的压头能够满足空气循环要求，部分发电机无需安装风扇即可满足要求，通风系统可采用无风扇径向通风方式，我国湖北的白莲河抽水蓄能水轮发电机就是采用这种结构。这种结构不仅简化电机结构，而且可以降低通风损耗，类似于图 3.4-1~图 3.4-4 中介绍的径向通风系统。某些中、低速发电机，在转子旋转产生的压头驱送风量的同时，还在转子上、下两端安装了离心式风扇，通风系统可采用带风扇径向通风方式（图 3.4-6）。计算表明，带离心风扇的发电机其风扇产生的风量可占总风量的 60%~80%。如我国的天荒坪、宝泉等抽水蓄能电站水轮发电机就采用了带离心风扇式结构。

对于高速、大容量水轮发电机，由于转速及每极容量增

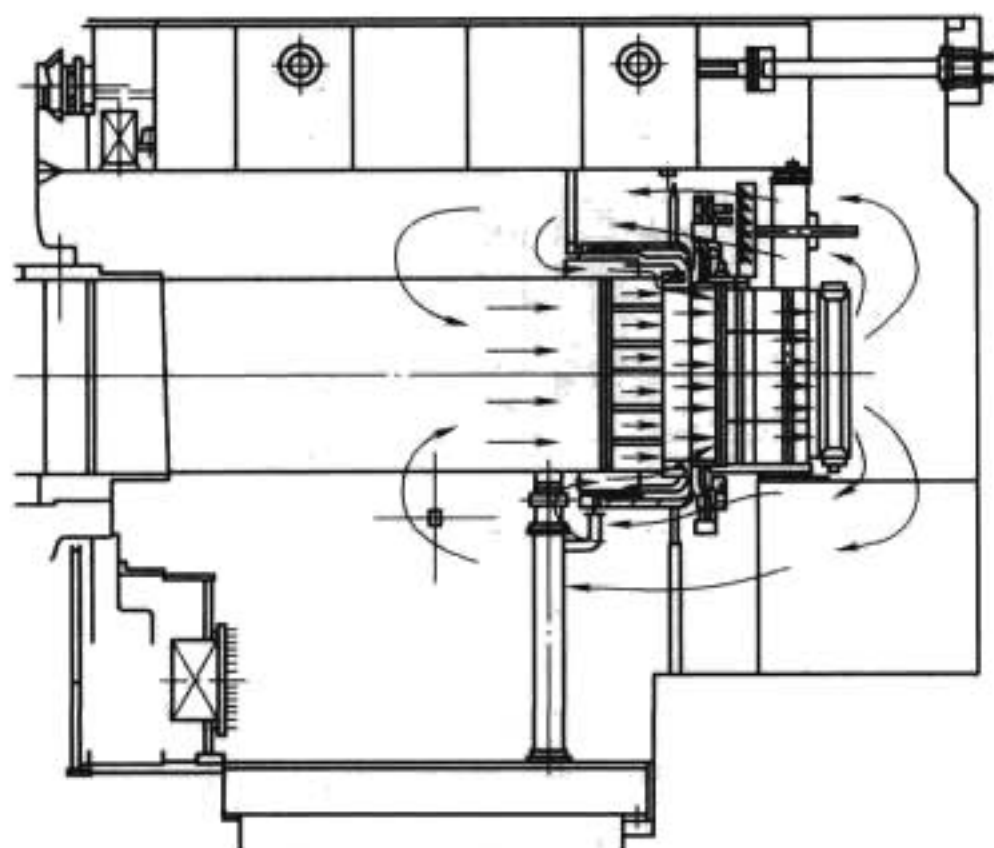


图 3.4-6 转子两侧带径向风扇通风结构

加，同时发电机结构紧凑，通风空间有限，一般除采用磁轭径向通风沟外，还常在定子机座上下端加装轴流式鼓风机进行强迫通风。这种通风方式为强迫通风方式，日本玉原抽水蓄能电站 310MW 发电电动机和我国广州 300MW 发电电动机即为此结构。在抽水蓄能水轮发电机的设计中，应根据发电机的特点来选择最佳的通风方式，以较小的通风损耗、合理的温度分布来满足电机的安全、可靠运行。

2.4 典型灯泡贯流式水轮发电机通风系统

灯泡贯流式水轮发电机几乎都采用空气冷却，其结构特点是极数多、转速低，加之受水轮机转轮直径与灯泡比流道尺寸的限制、定子机座外径难以增大、通风空间极为有限、水轮发电机风路上风阻较大等原因，靠转子自身的压头和自带风扇无法产生足够的风量带走发电机的损耗，因此该类型机组均采用外加风机的强迫通风方式。对于风路结构的总体设计，各处风量的分配以及风机的选择均是设计灯泡贯流式机组的难点。

对于容量大于 15MW 的灯泡贯流式水轮发电机，通常采用径、轴向混合通风方式，见图 3.4-7 和图 3.4-8。在这种结构中，空气由风机吹入发电机内，一部分由转子磁轭间的空隙吹入极间和气隙；另一部分穿过转子支架进入下游腔内。第二部分空气再次分为两路，一路从下游侧轴向进入气隙、极间空间；另一小部分吹过定子绕组下游端部，从机座的环板开孔进入铁心背部的机座内。气隙内部的空气则分为两个方向流动，大部分进入定子铁心风沟，冷却铁心和绕组后进入机座中轴向流向上游机座出口，然后进入空气冷却器；小部分空气沿轴向流动从上游侧的极间、气隙流出，吹过上游端部绕组后与机座腔吹出的空气汇合，进入空气冷却器。冷却后的空气由管道重新输入风机，进入再一次循环。在整个水轮发电机冷却中，风机的作用是决定性的，如果没有风机而仅靠发电机转子的驱动，此时水轮发电机产生的风量不足需要冷却风量的 10%。因此，在贯流式水轮发电机设计时，针对各发电机的结构特点选用恰当的风机十分重要，否则有可能出现风机特性和发电机风阻特性不匹配的情况，不利于水轮发电机冷却。在径、轴向通风结构的水轮发电机中，由于定子铁心风沟内的空气流速分布不均，若设计不当，容易造成定子铁心和绕组温度轴向分布的严重不均匀现象，影响发电机的安全运行和寿命。国内不少该结构的水

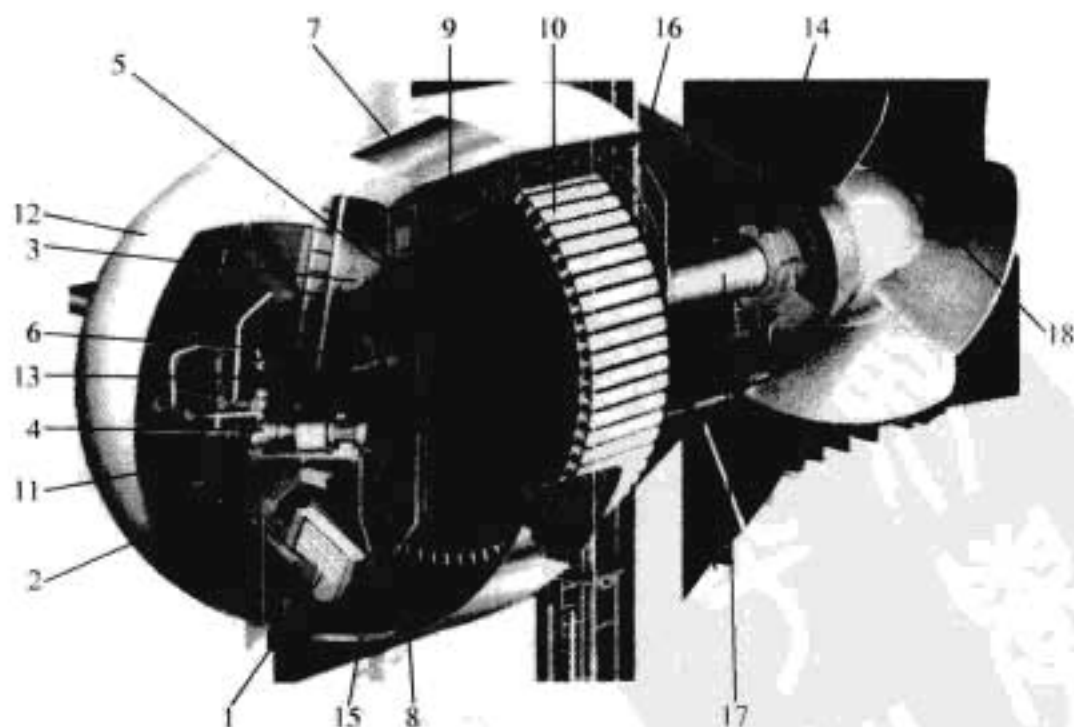


图 3.4-7 灯泡贯流式水轮发电机

1—空气冷却器；2—挡风板；3—鼓风机；4—水泵；5—滑环室；6—涡轮油头；7—冷却套；8—盖板；9—发电机转子；10—发电机定子；11—平台；12—灯泡体；13—阀门；14—导轴承；15—支撑体；16—内壳；17—转轴；18—涡轮叶片

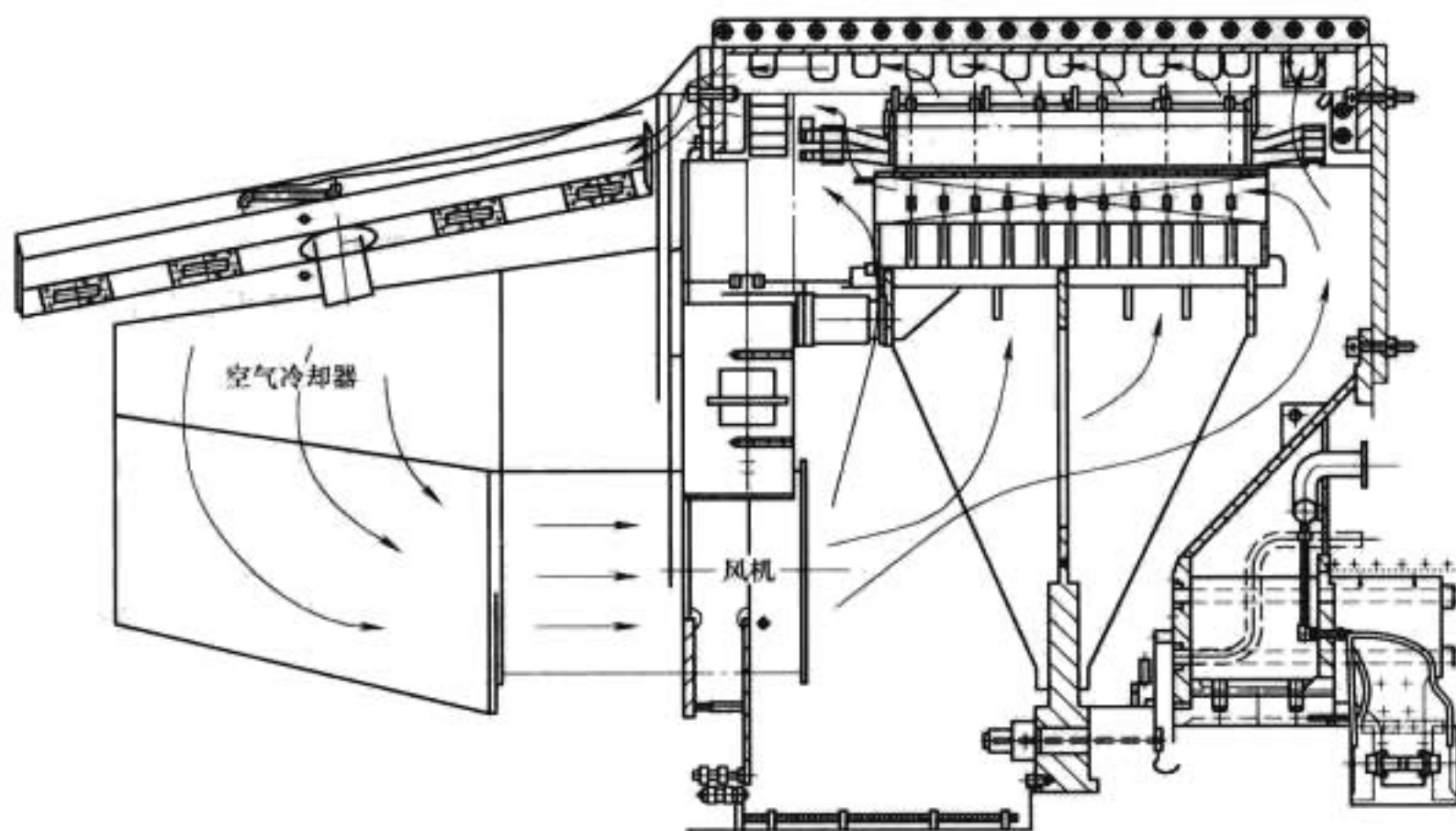


图 3.4-8 径、轴向混合通风的灯泡贯流式水轮发电机通风系统

轮发电机都出现过这种情况，部分水轮发电机由于上游侧铁心高温甚至出现了铁心叠片松动、绕组绝缘老化的现象。为此，一般将定子铁心设计成不等厚结构，即对于风沟风速较低的区域采用相对较薄的铁心段，反之则采用相对较厚的铁心段。当然，设计时必须对通风系统进行较详细地计算、分析，才能确定铁心段的设计方案。灯泡贯流式水轮发电机的另一个特点是：二次冷却水是靠设置在灯泡头上的冷却套来实现的。所谓冷却套就是将灯泡头的部分区域设计成夹层，夹层之间的空间是发电机二次冷却水的通道，当来自空气冷却器的热水流过冷却套时，由于热水与冷却套外的河水有温差，此时二次冷却水会通过冷却套外壁向河水传热，从而使自己的温度降下来，重新参与水轮发电机冷却。

容量小于 15MW 的灯泡贯流式水轮发电机多采用轴向通风方式，此时的发电机通风系统主要对励磁绕组、定子铁心内圆及定子绕组端部起直接吹拂冷却作用，而定子铁心与灯泡体之间采用贴壁结构，定子损耗的一半以上将通过灯泡体表面传递给河水。我国四川的流滩坝、黄泥滩等抽水蓄能电站水轮发电机采用这种结构。但这种结构的难点在于定子铁心与灯泡体之间的接触控制，理论上讲固体之间不可能实现 100% 面接触，但为了加强传热效果，必须通过工艺手段尽量增大铁心与灯泡体之间的接触面积。在没有接触上的区域内存在着空气，通常我们把不流动的空气看做绝热物质，因此，空气隙的存在对于定子铁心与灯泡体之间的传热是极为不利的，一定要设法避免。近年来，部分制造厂在叠片过程中在铁心背部敷设导热的半固化材料，目的是用导热的材料将空气排挤出去，改善传热条件。

3 水轮发电机通风系统设计与计算

3.1 通风系统基本要求

在水轮发电机设计时，通风系统的预估计算是必不可少的。一个好的通风系统应该满足以下基本要求：

(1) 水轮发电机实际产生的风量应能满足水轮发电机冷却的需要，并有适当的裕量。

(2) 冷却空气在水轮发电机内部的分配应合理，在水轮发电机主要发热部位应根据其损耗的大小分配有适量的流量。

(3) 风路应简单，减少气流在水轮发电机内部的涡流、

摩擦等，以求降低通风损耗。

(4) 有良好的加工工艺性，维护、检修方便。

(5) 噪声低。

3.2 通风计算的目

水轮发电机通风计算一般有以下两种情况：一是已知水轮发电机冷却需要的风量和主要尺寸，通过计算选择合理的通风结构及确定风路的主要尺寸；二是根据以往经验预先设计好水轮发电机通风结构，通过计算对其进行验证。

(1) 通过计算验算水轮发电机所采用的通风结构能否满足带走所有内部损耗的要求，即能否达到电磁设计要求的风量 Q_0 。 Q_0 可以根据水轮发电机内需要空气带走的总损耗来计算

$$Q_0 = \frac{\Sigma P}{c_v \Delta t}$$

式中： ΣP 为需空气带走的总损耗，kW； c_v 为空气定容比热容，J/(m³·K)； Δt 为空气流过发电机后的温升。 Δt 也可看作冷却器前后的温差，主要取决于空气冷却器的换热性能，过去一般取 20~25℃，目前对于优质冷却器可以取到 28~30℃。

由于通风计算的偏差，计算风量通常要留有一定裕量，通常取 10%~15%，不宜取太大。风量太大会造成通风损耗的迅速增加 ($P_a \propto Q^{2\sim3}$)，同时通风噪声、机组振动也会相应恶化。

(2) 适当选取风路结构如压力元件、阻力元件，或确定特定部位的形状、过流面积等，通过控制这些部件的参数来影响发电机的总风量和风量分配。比如，改变转子进风口的大小和位置可以调控发电机的总风量，而控制机座出风孔的大小可以调配端部风量的大小。

(3) 通风损耗的高低是通风系统性能好坏的重要标志之一，不同结构的通风损耗。如在相同风量情况下，无风扇端部回风结构的通风损耗相对较低。

3.3 风路计算

在工程计算中，通常把水轮发电机通风系统用风路图来表达，根据水轮发电机实际通风结构画出等效风路。其中阻力元件代表着水轮发电机不同部位的流体阻力，再通过风阻的串、并联结合形成一个合成的风阻。在知道转子（或风机）风扇特性的情况下，可以求出风路的流量、流速。风路

计算方法主要有三种,即分析法、试探法和图解法。

3.3.1 分析法

对于一般只有串、并联的简单风路,可以先将各风阻按串、并联关系进行归并,对于 n 个串联风阻的合成风阻有

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i \quad (3.4-1)$$

对于并联风阻,则有

$$\frac{1}{\sqrt{Z}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{Z_i}} \quad (3.4-2)$$

求出合成风阻后,则可以得到风路的风阻特性

$$\Delta H = ZQ^2 \quad (3.4-3)$$

再结合压头元件(通常为风扇)的特性,得到

$$H_f = f(Q^2) \quad (3.4-4)$$

联立求解式(3.4-2)和式(3.4-3)可以得到两个特性的交点,即是风路的工作点,进而可以求出风路的流量、流速等参数。

3.3.2 试探法

采用分析法尽管十分方便,但对于多支路的风路系统往往不可能进行简单的串、并联归并,特别是风路中有“星形”、“三角形”连接情形时。这时可采用试探法,逐步逼近预期精度的真值解。试探法的原则是:对于一个通风网络,按经验假定一个输入参数(如流量),计算出网络的响应值,结合压头元件的风扇特性来判定假定值与实际工作点的差别,在下一次迭代中的给定值将更接近实际工作点,经过数次迭代后,由给定值算出的工作点与实际工作点的误差在允许范围内时,即得到需要的结果。

3.3.3 图解法

图解法是在确定了水轮发电机内各压头元件的风扇特性及各风阻元件的阻力特性之后,根据通风结构的实际情况,在坐标系中绘出各特性曲线,并求得其交点,从而得出总风量和总压头以及各支路的流量、压头。其中阻力特性、风扇特性的串、并联关系可由式(3.4-1)~式(3.4-4)的关系得到。最后得到总的阻力特性曲线和风扇特性曲线,它们的交点即为水轮发电机通风系统的工作点。

3.3.4 通风系统网络矩阵算法

在实际水轮发电机通风计算中,由于发电机通风系统结构的复杂性,用前述的三种方法来求解风路难度较大,同时会耗费大量的时间。目前各制造厂大多采用网络分析法来进行通风系统计算,通过计算机来完成,使得水轮发电机通风计算变得更加方便和准确。

水轮发电机的通风网络与电路相似,故可以像电路那样对风路求解。但是由于通风网络特性呈非线性,求解时与线性电路又有很大的不同。在进行通风网络计算时,同样需要预先进行假定。

3.3.4.1 基本假定

(1) 水轮发电机在稳定状态下工作,实际运行中指发电机转速或风机转速稳定,发电机内的空气处于连续、稳定的循环流动状态。

(2) 不考虑温度变化对空气密度的影响。

(3) 认为水轮发电机内部的空气为不可压缩的理想气体。

3.3.4.2 基本关系式

根据质量守恒定律,同一风路中流入和流出任意一个横截面的冷却空气的质量流量应相等。因此,对于网络中每个节点都应满足

$$\sum Q_i = 0$$

式中: Q_i 为流入、流出节点的流体流量。

同样,根据能量守恒定律和伯努利方程,对于等效风路每个闭合网络回路,空气流动压力变化的总和为零,即

$$\sum \Delta H_i = 0$$

式中: ΔH_i 为沿回路的流体压力降。

上述两式说明通风系统的流量、压力与电路一样遵循基尔霍夫定律。因此,可以运用电路的基本原理对等效风路进行分析。具体步骤推导,这里不再赘述。

通风网络中,流体网络内的阻力元件代表着不同的流道结构[如弯道、突然扩大(缩小)段]、压力源、流量源、传热单元等。对于不同特征的流阻,其流阻系数有不同的取值方法:一是根据实验所得的经验数据,二是通过流体力学公式计算得到。

3.3.4.3 通风网络分析软件

目前,国内、外电机制造厂大多采用网络法进行通风计算。由于计算原理相同,不少公司都自己编制了计算软件,也有公司利用商业软件结合自己的经验数据进行计算。这些软件通常都有比较方便的输入、输出方式,同时还融入了各公司对于发电机通风冷却研究的数据,如针对发电机特殊结构的阻力系数、压头计算方法等。

4 水轮发电机通风冷却的数值分析

发电机通风冷却技术不断发展的根本目的,在于更有效地带走发电机内因各种损耗产生的热量,从而控制发电机的温升,提高发电机的安全性和效率。而网络法在进行通风计算后,无法对发电机的温度场进行分析计算,即无法达到发电机通风冷却分析计算的最终目的。水轮发电机内部风路结构非常复杂,气体在发电机内的流动情况也十分复杂,在进行等效计算时,不得不对被计算的流体作出一些假定,忽略了流体的许多特性,对流体流动状态的描述也仅限于流量、流速和压力的大范围分布或平均值,对于水轮发电机内各部分流体的实际流动状态如层流、湍流、扰动、分离等物理现象无法了解,而这些特性对于水轮发电机内传热的影响很大。因此,要对水轮发电机的通风冷却系统进行更深层次的研究,有必要应用功能更强大、更专业的分析计算方法和商用软件。

随着近年来计算机硬件技术和计算流体力学的发展,CFD 流体分析软件的应用范围也从高、精、尖和军事领域扩展到一般民用领域。作为当今 CAD/CAE/CAM/CAT 技术中重要的一个方面,流体分析和仿真技术已经在发达国家广泛应用,并且证实了其在新产品研发上的巨大价值。近年来,国内 CFD 商业软件普及并快速发展,以往只能在大型工作站上进行的大数据量计算,现在可在较高级的 PC 机上进行。

目前国际上比较流行的商用 CFD 软件包都具有丰富的物理模型、先进的数值计算方法和强大的后处理功能,这在很大程度上弥补了过去计算方法中简化过多的缺点。对于一般水轮发电机中的流动与传热问题,都可以在软件中选择到合理的物理模型。

大型水轮发电机内的换热过程主要是强制对流的气体与固体间的耦合传热,其传热效果的好坏与耦合面的流场情况、气体和固体的物理特性等众多因素有关。目前,所有的 CFD 商业软件都能进行二维、三维流场和温度场的计算,能够适用于我们所遇到的各种流动状态,如层流、紊流、亚音速流动、超音速流动等。软件中提供了丰富的传热模型供选择,如自然对流、强迫对流、流体与固体的耦合传热、固

体的热传导和辐射等。CFD 商业软件强大的后处理功能可以将计算结果用图形、等值线、矢量图甚至动画的形式进行生动地演示,这使得不管是专业人员还是普通人能直观地看懂计算结果。这种方法的缺点是计算模型的创建和网格剖分工作复杂,计算量非常大,占用计算机资源多。

水轮发电机的通风散热是三维计算。计算模型通过计算机进行三维建模,在给定边界条件时要求准确,要求分析者必须对水轮发电机的结构、结构件材料和发电机内的损耗分布情况有清楚地认识。此外,由于大型水轮发电机的体积非常大,几何形状十分复杂,还包含有旋转部件,计算工作量巨大,对计算机硬件装备条件要求也较高。目前,对水轮发电机整机进行完整的流场和温度场计算尚有较大困难。

4.1 CFD 分析的前处理

模拟仿真是一种基于模型的分析活动,是用模型模拟来代替真实系统进行数值实验与研究的,建立合理的数学、物理模型非常重要。

要建立研究对象的物理模型,首先按 1:1 尺寸以三维模式参照模拟对象的计算区域建立仿真实体模型。由于水轮发电机在圆周方向流场具有对称的特点,可以取圆周上的一部分进行建模分析,如可以按 1:2、1:4、1:8 等比例建模,这些模型内的分析结构在发电机圆周上各部分具有代表性,数据也可以按比例推算到整机。建模软件多种多样,如 AUTOCAD、UG、PROE、IDEAS 等,CFD 软件的前处理器通常具有多种格式的输入接口,可以接受不同格式模型图形文件。

其次是进行网格生成。高质量的流场计算网格对于提高流场仿真的效率和精度具有重要意义,也是发电机流场、温度场仿真计算的主要难点之一。

流场仿真采用的网格类型主要有两种:结构网格和非结构网格。结构网格的最大特点在于:网格有规律,具有结构简单、构造方便、容易计算、占内存小等优点。缺点也因此非常明显:对复杂几何形状的适应能力差,对具有不规则复杂外形的实体很难满足贴体性等要求。非结构网格舍去了网格节点的结构限制,易于控制网格单元的大小、形状及节点位置,灵活性好,对复杂外形的适应能力强。但其无规则性也导致了在模拟计算中存储空间增大、寻址时间增长、计算效率低于结构化网格、计算时间长等缺点。

非结构网格大都采用最简的几何外形,如三角形(二维)与四面体(三维)单元,易于剖分不规则计算域。对于发电机的分析模型剖分,见图 3.4-9。

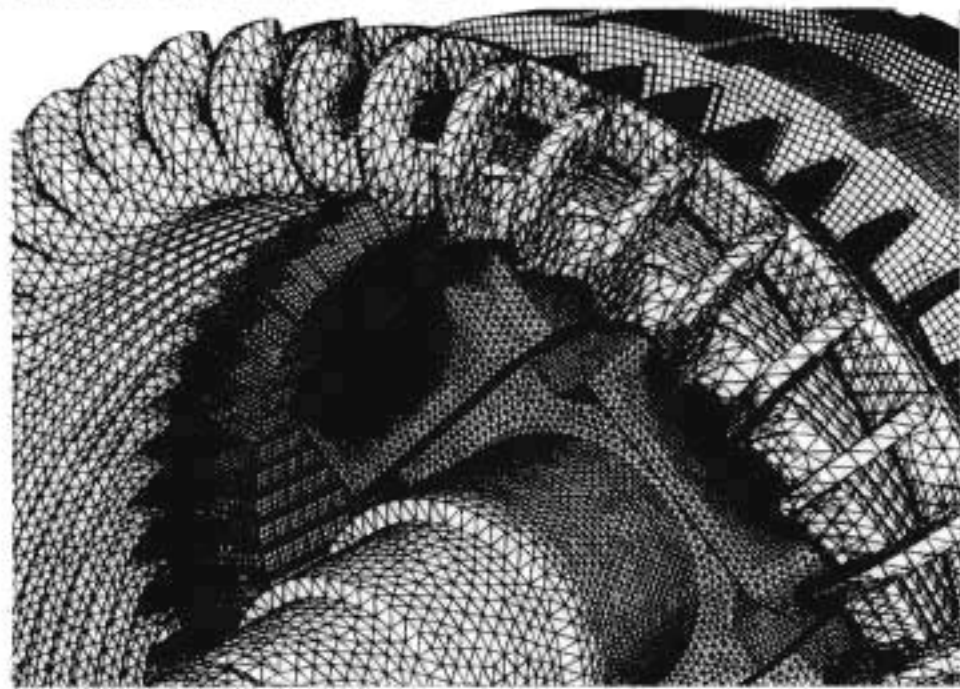


图 3.4-9 某发电机计算模型

在水轮发电机内可以采用结构化与非结构化网格相结合

的方法。对于几何形状较规则的部件应尽量设法采用六面体(即结构化网格);而对于结构复杂,特别是几何尺寸变化大的部件或空间则只能采用四面体(即非结构化网格)。曲率变化大的地方,网格定义密一些,曲率变化小的地方,网格定义疏一些,这种疏与密还可以通过人为干预来调节。总之,网格的生成,一方面要尽可能减少计算单元数量,另一方面又要保证网格的质量,同时,在流体流动状态变化大的区域还要适当加密网格,以真实模拟流场的微观流态。网格生成后,为进一步提高网格质量,可以对生成的网格进行优化,最常用的方法是用 Laplacian 迭代法。这种方法将内部节点移到该节点周围三角元所组成的多边形形心处,可对网格起光滑作用。

网格检验通过后,应分别对计算区域进行定义,同时将需特殊定义边界的面和体单独定义出来。这样,整个前处理的工作即完成。

4.2 CFD 分析的边界条件设置和仿真求解

根据软件的不同,有些是在前处理器内定义边界条件,有的则是在求解器中定义边界条件。对流动区域而言,边界条件的内容通常为入口压力、出口压力、工作环境绝对压力、流体入口温度、流体介质的物理参数、流体内部发热源等。对于固体计算区域,则通常需定义材料特性、表面粗糙度、是否旋转、内部发热源等。

描述发电机内流动和传热的控制方程包括:

(1) 连续方程

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i) = 0$$

(2) 动量方程

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i + F_i$$

(3) 能量方程

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho h) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j h) = \frac{\partial}{\partial x_j}(k + k_r) \frac{\partial T}{\partial x_j} + S_h$$

(4) 紊动能 k 方程

$$\rho \frac{dk}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right] + G_k + G_b - \rho \epsilon$$

(5) 紊动能耗散率 ϵ 方程

$$\rho \frac{d\epsilon}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_i} \right] +$$

$$C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k + C_{3\epsilon} G_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k}$$

(6) 对于可压缩流体,密度可以由理想气体定律确定

$$\rho = \frac{p_{\text{op}} + p}{RT}$$

描述流体运动的方程属于非线性守恒方程组,不能用解析的办法求解,因此需要由数值的方法求解。求解时,并不去求空间任意点和任意时刻的解,只对空间一定数目有限的离散点上的解感兴趣,这些离散点定义在事先构造好的网格节点上。

求解过程视计算对象规模的大小和物理模型的复杂程度不同,一般无需人工干预,通过对计算精度残值的监视,计算者可以判定流场计算的收敛情况。

设置合适的计算精度可以缩短计算周期。计算过程中,可以通过监视求解器的收敛曲线了解求解过程的收敛状态。

4.3 CFD 分析的后处理

求解过程结束后,可以通过软件后处理把分析结论以数据或图像的方式表达出来,供分析研究。其中,对于温度、压力、流速、传热系数等量,可以用等高线或云图的方式表达。对于流场还可以用矢量图或流线图的方式表达。对于特别关心的面或断面上的物理量,可以在后处理中生成特定的面去表达物理量的分布。后处理软件中还具备计算功能,可以方便地对关心的面或体内的物理量的平均值、最大值和最小值进行计算,或以曲线形式来表达物理量分布规律,举例见图 3.4-10。

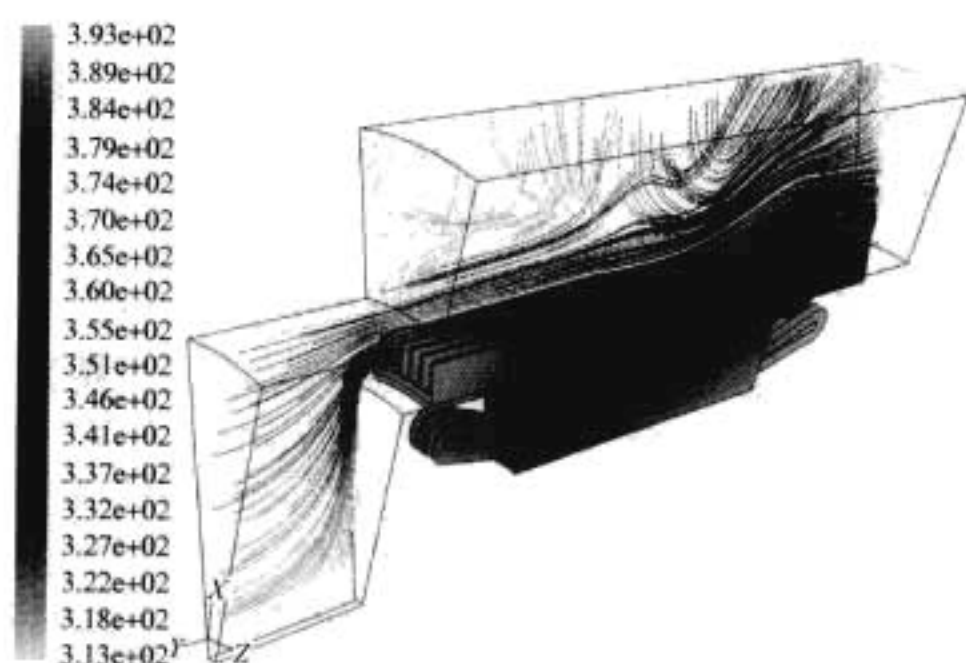


图 3.4-10 某电机空气流线及温度场

5 水轮发电机冷却系统的发展

水轮发电机的容量与其冷却方式密切相关。水轮发电机的容量 P_N 和水轮发电机常数 C (利用系数) 之间的关系通常由下式表示

$$P_N = CD_i^2 l_t n_N \quad (3.4-5)$$

$$C \propto B_g A$$

式中: D_i 为定子铁心内径, m; l_t 为定子铁心长度, m; n_N 为额定转速, r/min; B_g 为气隙磁密, T; A 为定子电负荷, A/cm。

由上可知,水轮发电机容量与转速有直接关系,在某种程度上转速是影响发电机容量的主要因素之一。因为水轮发电机转子的机械强度是由转子的圆周速度决定,而其转速又直接决定了转子的圆周速度。按目前的设计制造水平及可供应的材料性能,转子的圆周速度在 70~90m/s,最大不能大于 100m/s;从绝缘的热循环及绕组、铁心的冷却效果和制造以及运输水平考虑,空冷电机的铁心长度一般不能超过 3.6m。因此,在一定转速下,为了提高发电机的容量,必须提高发电机常数(利用系数) C ,即必须增大 $B_g \cdot A$ 。由于气隙磁密 B_g 受硅钢片导磁性能的限制,一般不能大于 1T,所以增大发电机常数 C 唯一可增大定子电负荷 A 。在空冷大容量水轮发电机中, A 值一般取 700~800A/cm,目前最高取到 850A/cm 左右,相应发电机常数 C 已到 8~9,若超过这一数值,将会带来水轮发电机冷却的困难。空冷水轮发电机由于发电机冷却的原因, A 值受到了限制。如果水轮发电机的冷却采用内冷却方式,即用冷却介质直接冷却水轮发电机的发热部分,用水冷或蒸发介质,由于冷却介质直接冷却,传热能力比空气好得多,故考虑温升,同时也考虑到水轮发电机参数、效率和转动惯量等因素,可提高 A 至 900~1000A/cm,相应发电机常数 C 取 10~11。即采用内冷却后发电机常数 C 可以取空冷发电机的 1.2~1.3 倍,内

冷水轮发电机的容量相应也可提高 1.2~1.3 倍。

在电力工业发展初始阶段,由于水轮发电机的单机容量不大,一般都属于中、小型水轮发电机,所以发电机冷却不是主要问题。到了技术成长阶段,由于交流变电、输电技术的发展和运用,促进了水电站向大型化发展,此时水轮发电机的单机容量逐渐增大,当时最大的水轮发电机容量为 100MVA,但是作为发电机的冷却问题,其矛盾并不突出。从 20 世纪 50 年代开始,第二次世界大战后世界经济恢复和发展,水轮发电机也得到高速发展,60 年代一批大型水电站相继开工。随着一批大型水轮发电机组陆续投运,70 年代成为水轮发电机的技术发展黄金时期,发电机的单机容量连创纪录,冷却技术随之成为发电机研究的课题。在此期间,两种冷却技术相继在大型水轮发电机上登台亮相。1967 年,苏联设计制造了单机容量为 590MVA 克拉斯诺雅尔斯克水内冷水轮发电机。1975 年,美国西屋公司制造了当时单机容量最大的(615MW)大古力 II 全空冷发电机。随着科学技术不断进步,水轮发电机的冷却技术也有了长足发展。到 1984 年,由西门子、东芝、日立和三菱等公司联合设计制造的当今单机容量(最大容量 805MVA)最大的古里 II 全空冷发电机问世。同年,又投运了巴西—巴拉圭伊太普水电站单机容量为 700MW 的半水冷发电机。

随着电力工业的发展,水轮发电机的设计制造越来越趋向于大容量的方向。特别是高速、大容量空冷水轮发电机逐渐接近或达到极限,在这种情况下也促进了水轮发电机冷却技术的发展,通过对冷却技术的研究,为今后设计制造更大容量的水轮发电机采用何种冷却方式开辟了道路。

6 水轮发电机冷却系统的分类、特点和适用范围

冷却方式对水轮发电机的技术性能、经济指标有着直接影响。特别对大容量水轮发电机,随着发电机容量不断增大,发电机各部分的损耗也明显增加。因此,加强水轮发电机的冷却、有效地带走各种损耗所产生的热量、降低水轮发电机各部分温升,是设计制造大容量水轮发电机的一个重要课题。

6.1 水轮发电机冷却系统的分类

目前,水轮发电机的冷却系统(方式)主要有以下四种:

- (1) 空气通风冷却(全空冷方式)。
- (2) 定子水内冷却、转子空冷(半水内冷方式)。
- (3) 定、转子水内冷(双水内冷方式)。
- (4) 蒸发冷却方式。

6.2 不同冷却系统的特点及适用范围

6.2.1 空气通风冷却(全空冷方式)

空气冷却是水轮发电机采用最广泛的一种冷却方式,从小型水轮发电机到大型水轮发电机均有采用。近年来,随着科学技术的不断发展,大容量水轮发电机的冷却方式也发生了变化,据不完全统计,单机容量在 500MW 以上的全空冷发电机有 7 座水电站,共装机 31 台,见表 3.4-1。目前已投运的最大容量空冷发电机为委内瑞拉古里 II 水电站,最大单机容量为 805MVA。在 20 世纪 70 年代,我国自行设计制造的葛洲坝二江水电站单机容量为 170MW 发电机,容量虽然不是最大,但转速极低为 54.6r/min,通风条件差, $\frac{l_t}{\tau}$ 值达

4.12, 仍设计制造成全空冷发电机, 已安全运行 20 多年, 也是全空冷发电机的代表性产品之一。

表 3.4-1 大容量空冷发电机					
电站名称	功率 (MVA)	电压 (kV)	转速 (r/min)	每极容量 (kVA)	冷却方式
古里 II	805	18	112.5	10 940	全空冷
大古力	615	15	72	6150	全空冷
二 滩	612	18	142.8	14 571	全空冷
Revelstoke	560	16	120	9333	全空冷
邱吉尔瀑布	500	15	200	13 888	全空冷
Xingo	556	18	109.1	8424	全空冷
Harspranget	500	17.5	107.1	8928	全空冷
葛洲坝 (大机)	194	13.8	54.6	1766	全空冷
三 峡	777.8	20	75	9720	全空冷

一般空冷发电机适用的范围比较广, 从小型水轮发电机到大型水轮发电机均有采用。目前我国已试制成功单机容量 700MW 的大型空冷水轮发电机。

6.2.2 定子水内冷却、转子空冷 (半水内冷方式)

定子绕组采用空心铜线和实心铜线组合方式, 其空心铜线用来通以水冷却介质进行冷却, 而发电机转子仍用空气通风冷却, 此种冷却方式称为半水内冷方式。一般说来, 定子采用水内冷, 技术上是成熟的。近年来, 大容量水轮发电机定子采用水内冷已日益增多。据不完全统计, 目前世界上已运行的单机容量在 600MVA 以上的水轮发电机有 8 座水电站, 装机 82 台, 其中 63 台采用水内冷方式。表 3.4-2 列出了国内、外有代表性的定子水内冷水轮发电机。

定子采用水内冷, 其不足之处是转子散热容量相对定子来说显然是小了一些, 影响定子散热裕量的发挥。鉴于此, 目前在转子的设计上采取一定的措施, 以提高散热能力, 如转子绕组内部采用强迫通风来提高转子的散热能力, 一种较成功的方案是将绕组匝间架空形成横向风道。如苏联生产制造的萨彦—舒申斯克水电站 640MW 巨型水轮发电机是最具有代表性的转子强迫通风方式的发电机, 我国在一些水轮发电机中也有采用。除了绕组匝间架空的方式之外, 目前还采用转子绕组为散热匝结构或异形截面的散热匝绕组。这些结构都对转子绕组的散热能力有很大提高, 如李家峡、二滩和三峡等大容量发电机上采用, 都得到了良好的效果。

表 3.4-2 代表性的水内冷水轮发电机					
电站名称	功率 (MVA)	电压 (kV)	转速 (r/min)	每极容量 (kVA)	冷却方式
洛贡斯克	666	15.75	166.7	18 600	全水冷
萨彦—舒申斯克	711	15.75	142.8	16 930	定子水冷
伊泰普	823	18	90.9	12 480	定子水冷
大古力	718	15	85.7	8660	定子水冷
克拉斯诺雅尔斯克	590	15.75	93.8	9220	定子水冷
三 峡	777.8	20	75	9720	定子水冷

定子水内冷却、转子空冷的冷却方式, 主要适用于大容量水轮发电机, 当发电机的单机容量为 700MW 或以上, 给发电机的冷却带来困难时, 应考虑采用此种冷却方式。

6.2.3 定、转子水内冷 (双水内冷方式)

定、转子绕组都采用水内冷称为双水内冷方式。早在 20 世纪 60 年代初, 我国就设计制造了一台 10MW 双水内冷

水轮发电机, 运行了 20 多年。在国外也陆续生产了一些双水内冷水轮发电机, 如瑞典 ASEA 公司的赛特伐尔 (Seitervere) 和苏联的洛贡斯克双水内冷发电机。双水内冷发电机主要的问题是: 转子设计制造技术比较复杂, 特别是转子的进、出水机构更为突出。在半水冷方式可以设计时, 一般不建议采用此种方式。

6.2.4 蒸发冷却方式

利用汽化热传输热量进行电机冷却的方式为蒸发冷却方式。蒸发冷却技术是属于我国自主知识产权的一项领先的冷却技术。东方电气集团东方电机有限公司和中国科学院电工所先后在云南大寨水电厂 10MW 水轮发电机和陕西安康火石岩联营 (小安康电站) 电站 52.5MW 水轮发电机上应用。为了将该技术尽快地在大型水轮发电机上进一步推广应用, 东方电气集团东方电机有限公司于 1998 年底完成了李家峡水电站 400MW 定子绕组蒸发冷却水轮发电机的设计制造。机组于 1999 年 12 月 2 日正式并网发电, 运行至今一直性能良好, 运行可靠。我国已运行的蒸发冷却水轮发电机的主要数据, 见表 3.4-3。

表 3.4-3 已运行蒸发冷却水轮发电机数据			
电 站	大 寨	小 安 康	李 家 峡
型 号	SFZ10-6/2140	SFZ52.5-28/640	SFZ400-48/12800
额定容量 (MVA/MW)	11.76/10	60/52.5	444.4/400
额定功率因数	0.85	0.875	0.9
额定频率 (Hz)	50	50	50
相 数	3	3	3
额定电压 (kV)	6.3	13.8	18
额定电流 (A)	1078	2510	14 256
额定转速 (r/min)	1000	214.3	125
飞逸转速 (r/min)	1740	415	246
转动惯量 (t·m ²)	20	3450	99 000
冷却方式	定子绕组蒸发 冷却转子/定子 铁心空冷	定子绕组蒸发 冷却转子/定子 铁心空冷	定子绕组蒸 发冷却转子/ 定子铁心空冷
运行年份	1983	1992	1999
制 造 厂	东方电气集团东方电机有限公司		

蒸发冷却水轮发电机, 主要适用于大容量水轮发电机和大型发电电动机, 由于蒸发冷却方式与水内冷方式相比更为简单, 所以对一些可以采用水内冷方式的发电机也可以考虑采用此种冷却方式。

7 全空冷水轮发电机

大容量发电机采用何种冷却方式是发电机设计、制造中的重大问题。随着发电机容量增大, 发电机各部分的损耗也明显增加。因此, 必须加强发电机的冷却, 有效地带走各种损耗所产生的热量, 降低发电机各部分温升。

7.1 空冷技术的发展

空冷方式作为水轮发电机的冷却已经有近百年的历史了, 发电机的容量由小到大, 冷却的技术也是由初始阶段到技术成长阶段直到高速发展阶段。

7.2 大型空冷水轮发电机的研究与试验

近年来, 我国全空冷技术在大容量水轮发电机上的研究

和应用得到了很大的发展,并取得一定的成果。

7.2.1 通风模型的研究

通风模型是研究发电机通风系统有关系数可靠性及掌握风路循环规律的有效方法。近年来,在进行大容量空冷发电机的研究方面进行了以下工作:

7.2.1.1 散热系数模型

为了使发电机的温度场计算精确,需对发电机不同部位的散热系数进行研究。东方电气集团东方电机有限公司(以下简称东电)选择了250MW水轮发电机作为缩小模拟对象,制作了各部位散热部分的模型,使试验的流动状况与真机内部相似,这样可以将模型上测得的数据推广到真机上应用。哈尔滨电机厂有限责任公司(以下简称哈电)也作了这方面的研究工作。通过两公司的研究,摸清了发电机内部各部件的散热系数规律。

7.2.1.2 发电机通风模型

摸清发电机通风系统风路循环的规律,进行通风模型试验是非常必要的。东电为了弄清引进的端部回风通风系统的规律和计算程序的可靠性,对三峡水轮发电机作了1:10的通风模型,进行发电机总风量的测定和各部分风压、风量的分配,以求得更为合理的通风系统。为了进一步开展全空冷水轮发电机通风系统研究,东电和哈电又进行了龙滩和拉西瓦全空冷水轮发电机的通风模型试验研究,积累了更多的数据资料,以验证全空冷水轮发电机的可靠性。

7.2.2 发电机温度场的研究

为了适应大型空冷水轮发电机的设计开发,准确计算出定、转子部分的温度场及分布,东电和哈电与高等院校结合,开展了三维温度场的研究。用整体三维热网络计算水轮发电机的整体温度场的分布,用有限元计算发电机定、转子局部三维温度场分布,并通过计算与实测数据相比,确定其精确性,为设计大容量发电机奠定了基础。

7.2.3 电站工业试验

多年来,为了摸索大容量空冷水轮发电机通风系统和温度的分布,除了进行模型试验和有限元分析之外,还进行了多个电站的工业试验。特别通过二滩水电站单机容量为550MW的全空冷发电机的工业试验,弄清了端部回风通风系统的特点,并校核了引进软件的准确性,进一步掌握了大容量空冷水轮发电机的设计特点。

7.2.4 空冷水轮发电机结构部件的优化

结构部件的优化对大容量空冷水轮发电机是非常重要的。近年来,东电和哈电开展了对结构部件的优化,如定子线棒采用不完全换位,以达到降低股线间的温差,此项技术已在多个电站应用并收到了良好效果。又如转子磁极绕组采用散热翅异形铜排结构,达到增大绕组的散热面积、提高散热能力的目的,从而有效地降低转子绕组的温升。这些结构的优化为设计大容量空冷发电机提供了条件。

7.3 大型空冷水轮发电机设计特点

7.3.1 大型空冷水轮发电机电磁设计应考虑的因素

- (1) 电磁参数的选取应考虑在国内、外大容量空冷水轮发电机电磁参数的应用范围内。
- (2) 在已运行国内、外大容量空冷水轮发电机的经验基础上,研究确定电磁设计的各项参数指标,如电负荷值、定子电流密度及槽电流等。
- (3) 全空冷水轮发电机电磁设计应与其通风系统相匹配。
- (4) 全空冷水轮发电机的尺寸选择,应考虑到材料的供应和制造的可能性。

7.3.2 全空冷水轮发电机通风系统设计

众所周知,大容量全空冷水轮发电机通风系统的好坏将直接影响发电机的冷却与发热,影响发电机的安全运行。近年来,我国通过引进国外先进技术和进行三峡电站水轮发电机热变形及冷却技术课题的研究,在水轮发电机通风系统的设计和计算方法上得到了很大提高和发展。三峡机组的技术转让引进了一套全空冷水轮发电机端部回风通风系统的设计和计算方法(Vent 计算软件),特别通过二滩水电站550MW全空冷水轮发电机的设计制造,掌握了大容量全空冷水轮发电机的设计方法并获得了丰富的实践经验。近年来,东电和哈电已独立研制完成大容量的龙滩和瀑布沟水电站全空冷发电机的通风系统。

8 水内冷水轮发电机

水内冷水轮发电机的主要结构特点是:定子绕组采用空心铜线和实心铜线组合的方式,见图3.4-11。其空心铜线用来通以冷却介质进行直接冷却发电机的发热部分,如果发电机转子部分仍用空气通风冷却,则称此种冷却方式为半水冷方式;转子绕组如果也采用空心铜线通以冷却介质冷却,则称为全(双)水冷方式。由于全水冷方式转子部分设计制造难度大,所以在半水冷方式可以的情况下,尽量不采用全水冷方式。

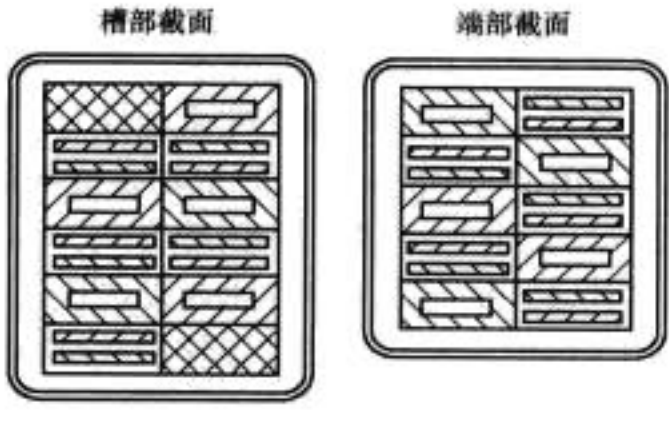


图 3.4-11 水内冷发电机定子绕组

8.1 水内冷水轮发电机定、转子冷却部件的组合方式

近年来,水内冷水轮发电机根据发电机容量、转速及结构型式不同,定、转子的冷却也采取了不同的组合方式,见表3.4-4。

表 3.4-4 水内冷水轮发电机定、转子冷却组合方式

冷却方式 部 件	I	II	III	IV
定子绕组	水	水	水	水
转子绕组	水	水	水	空气或强迫空冷
定子铁心	水	水	空气	空气
定子齿压板	水	空气	空气	空气

由表3.4-4可知,水轮发电机采用水内冷后有各种不同的组合方式,但在实际使用中Ⅲ和Ⅳ两种方式应用较多,而Ⅲ方式因为转子采用水内冷后结构复杂,特别是转子进、出水装置的密封结构更为复杂,目前大容量水轮发电机在冷却条件允许的情况下,都选用Ⅳ组合方式,即定子绕组采用水内冷方式,而转子绕组都采用散热匝结构或用强迫通风的冷却方式。

8.2 水内冷水轮发电机设计特点

8.2.1 发电机利用系数的选取

水内冷水轮发电机由于其散热冷却条件的特殊性,发电

机有效部分不受热的影响,因而电磁负荷可以有较大幅度提高,因此有较高的发电机利用系数。由式(3.4-5)可知,提高发电机的利用系数主要靠提高发电机的电负荷值来实现。从分析得知,当电负荷提高后,必将引起定、转子铜损耗和部分附加损耗的增加,使部分发电机的参数(X_d 、 X'_d)增大,同时使发电机的转动惯量减小,这些性能参数的变化必然给发电机的性能带来影响。所以,设计水内冷水轮发电机时,发电机的利用系数应根据各电站对发电机参数的具体要求(一般在招标文件内提出)和综合技术经济指标进行权衡后确定,即在满足水轮发电机和系统运行性能的前提下,使发电机有最低的折合价值(考虑发电机本身成本、效率和电站厂房建筑、起重机容量、水处理设备及附属设备的运行费等有效的折合价值)。

8.2.2 发电机主要尺寸(τ 、 l_t)与参数的关系

发电机的参数除了与电负荷 A 值和 B_s 有关外,与发电机的主要尺寸 τ 和 l_t 也密切相关。通常水内冷发电机由于转动惯量 GD^2 的减小,在设计时总是设法加大其值来满足要求。由计算公式可看出,要增加发电机的转动惯量 GD^2 值,最有效的措施是增大 D_s 值(即 τ 值)。所以水内冷水轮发电机的极距 τ 值应在转子磁轭材质允许的机械应力条件下尽量取大。

另外,直轴瞬变电抗 X'_d 与电负荷 A 和极距 τ 有如下关系

$$X'_d \approx k \frac{A^2}{\tau} \quad (3.4-6)$$

式中: k 为比例系数。

由式(3.4-6)可知,水内冷发电机的直轴瞬变电抗将随电负荷的增加而明显增大。为了控制直轴瞬变电抗在一定的范围内,应取较大的极距值。

8.2.3 短路比(K_c)

发电机的短路比(K_c)对发电机的静态稳定和发电机电压的变化有很大的影响。通常短路比越大,直轴同步电抗越小,静态稳定性就越高,电压变化率也就越小,但是转子用铜量增加,发电机成本提高。

从电磁设计可以得出如下关系式:

$$K_c \approx \frac{C_k}{X_d}$$

式中: C_k 为比例常数; X_d 为直轴同步电抗(标么值)。

因直轴同步电抗(标么值)与比值 A/B 成正比,故直轴同步电抗(标么值)将随电负荷的增加而增大。因此,水内冷发电机在增大电负荷值时,必然会使短路比下降。为了不使短路比过小,一般水内冷发电机应选取较大的气隙 δ 值。

8.2.4 损耗与效率

水内冷水轮发电机的损耗分配不同于空冷发电机。它的定、转子铜损耗有明显增加,而铁损耗和机械损耗将有减小。因此,两者的效率曲线有所不同。设计水内冷水轮发电机时,在适当提高利用系数的同时,保持电抗值在一定的范围内,则可以使水内冷水轮发电机和空冷水轮发电机具有相同的效率值,并在轻载时水内冷水轮发电机效率还将高于空冷水轮发电机的效率。

水轮发电机的损耗主要由不变损耗和可变损耗两大部分组成。而定、转子铜损耗属于可变损耗,随负载变化而变化;铁损耗和机械损耗为不变损耗。空冷水轮发电机与负载无关的损耗(不变损耗)占总损耗的比例大。所以,只有超过额定负载时,才会出现最高效率点,额定负载工作点将位于效率曲线的上升段。对水内冷水轮发电机由于有效材料高度利用,电负荷高,与电流平方成比例的损耗占的比例大,最大效率点在 60%~80% 额定负载范围内,即其额定工作点将位于效率曲线的下降段。将国外几台已运行的水内冷水轮发电机和空冷发电机的效率曲线比较,可知在额定运行点,两者的效率彼此相近,而在低负荷(轻载)时,水内冷水轮发电机的效率高些,这也是水内冷水轮发电机的性能特点。

8.3 水内冷水轮发电机结构

水内冷水轮发电机结构除了带水内冷部分有特殊结构之外,其余结构基本上与空冷水轮发电机相同。双水内冷水轮发电机主要的问题是:转子设计制造技术比较复杂,特别是转子的进、出水机构更为突出。本节主要叙述定子水内冷的结构。

8.3.1 水内冷水轮发电机总体结构

水内冷水轮发电机总体结构与空冷水轮发电机总体结构基本相似。其主要区别在于,内部设有一套水内冷管路系统。对半水冷发电机除了定子绕组备有通冷却介质用的空心铜线外,还有定子绕组水内冷的管路系统等。立式水轮发电机定子绕组的进、出水管可装设在定子机座的上端或下端。如果是全(双)水内冷水轮发电机,转子绕组进、出水管路系统都装设在转子上面,而转子进、出水装置设在水轮发电机的上部,接近上导轴承位置,这样可以减小进水密封圈处的摆度和密封圈的磨损及漏水量。通常,水内冷水轮发电机仍装有空气冷却器,对循环空气进行冷却,使铁心和空气温升保持一定值。图 3.4-12 和图 3.4-13 为水内冷水轮发电机总布置图。

8.3.2 水内冷水轮发电机定子绕组结构

8.3.2.1 定子线棒实心和空心股线的组合型式

目前,大部分水内冷定子绕组都采用条形线棒。每根线

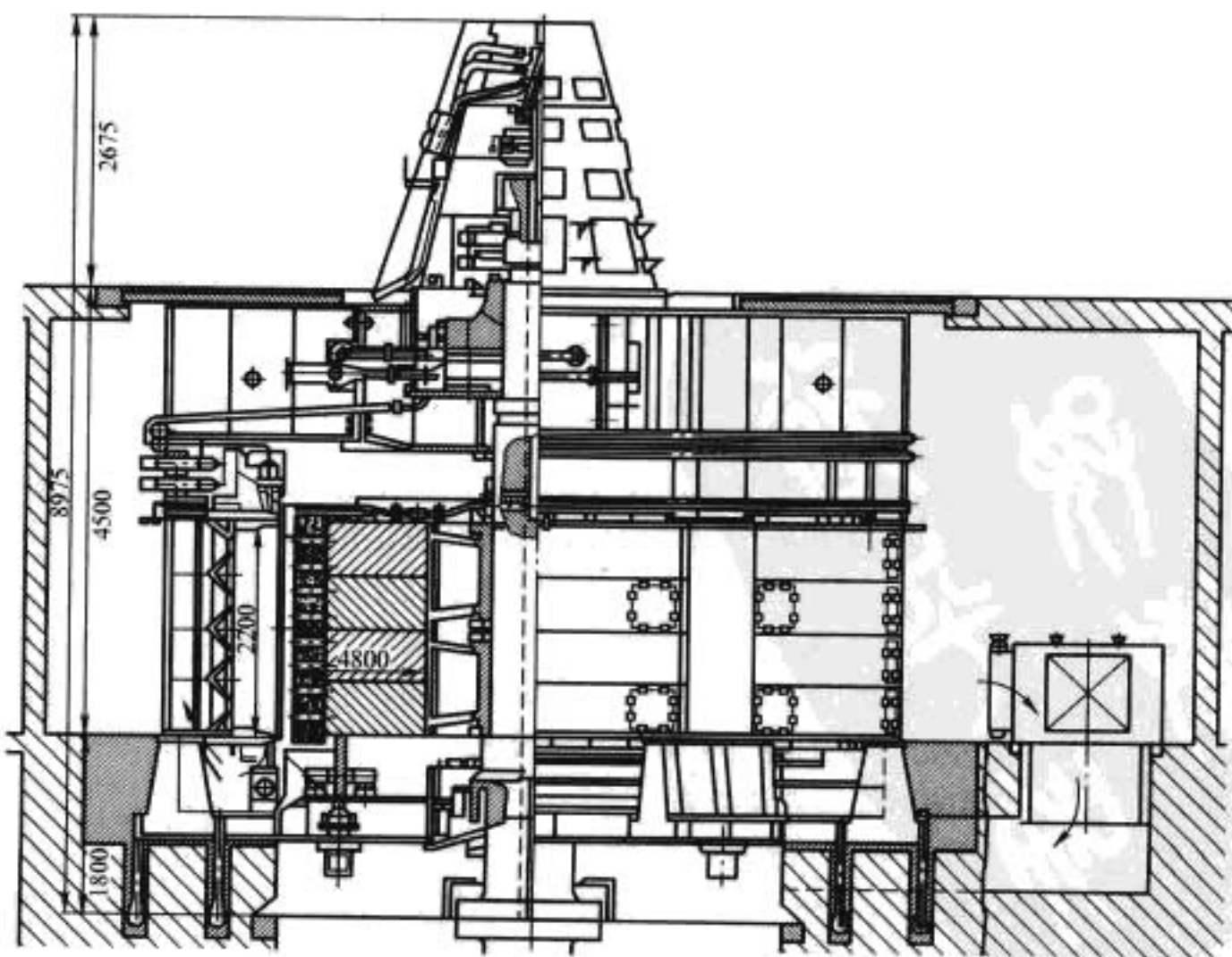


图 3.4-12 全水内冷水轮发电机总体布置

棒用实心股线和空心铜线编织换位而成。其组合型式主要有以下3种:

- (1) 空心股线和实心股线组成(图 3.4-14)。
- (2) 空心股线组成(图 3.4-15)。
- (3) 实心股线和冷却水管组成(图 3.4-16)。

对于只用空心股线组成的定子线棒,其冷却效果最佳,但槽的利用率差,铜损耗大,造价高,很少采用。而空心股线和实心股线混合组合结构铜损耗较低,冷却效果也很好,目前已广泛应用在大容量水内冷水轮发电机上。在这种结构中,通常由一股空心股线与2~4根实心导线相对应地编织而成,

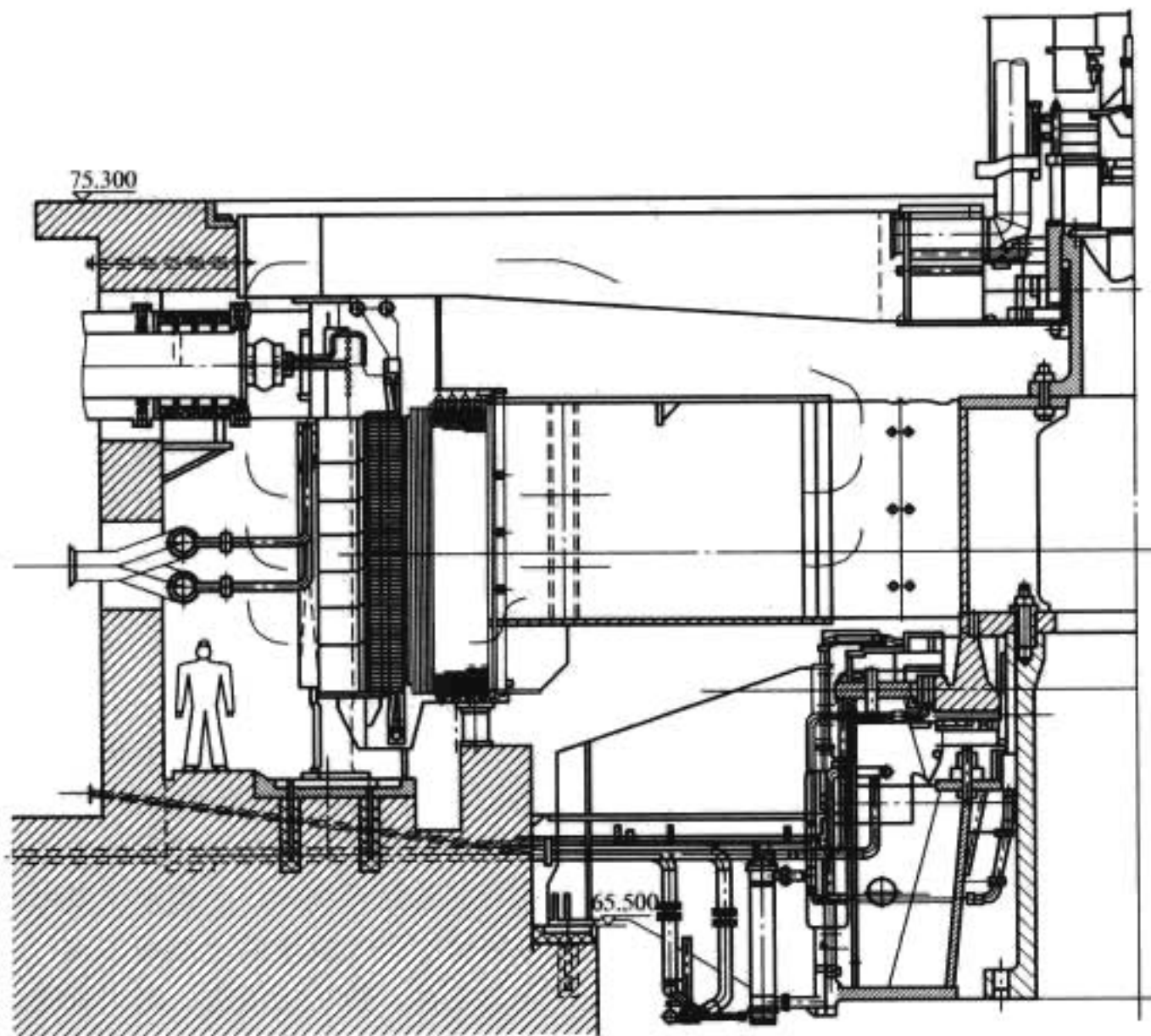


图 3.4-13 半水内冷水轮发电机总体布置

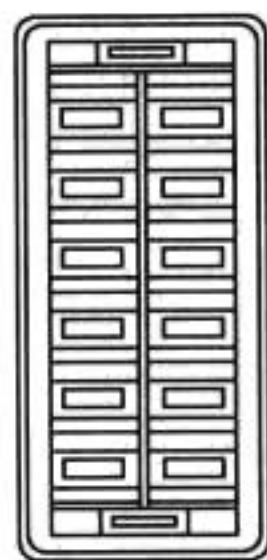


图 3.4-14 空心股线和实心股线组成的水内冷线棒截面

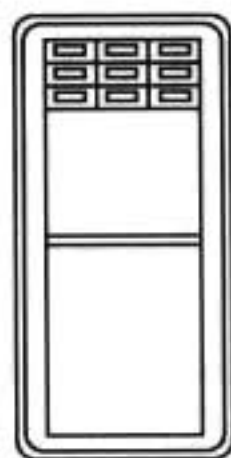


图 3.4-15 空心股线组成的水内冷线棒截面

所以每根空心股线的厚度等于2~4根实心股线的厚度。对于夹有不锈钢冷却水管的结构,其优点是定子线棒的附加损耗较低,但铜线与冷却介质之间的温差较大,各股线间的温度不均匀,此外冷却水管外面需包扎绝缘,以防短路。

8.3.2.2 定子线棒空心截面的选择

进行水内冷绕组设计时,合理选择水道截面与线棒截面的比值 q ,将能取得良好的冷却效果。推荐 q 的取值范围0.1~0.25为最佳选择。

8.3.2.3 空心导线尺寸的确定

当 q 值确定后,可确定空心导线的尺寸。根据制造工艺的要求,矩形空心导线一般用圆形铜管成型,其内孔也是矩形,壁厚相等。为了减小附加损耗,空心导线的高度尺寸应取小些。内孔的最小高度一般为1.5~2mm,壁厚度最小为1~1.5mm。空心导线的宽度通常与实心导线宽度相同,但实心导线较宽时,空心导线的宽度可取实心导线的一半。

8.3.2.4 空心线棒的附加损耗及计算

水内冷定子线棒通常以一根空心导线与2~4根实心导线(最多不超过8根)为一组,再由若干组分成两排并列而成。空心导线过多,损耗增加;实心导线过多,股线间温差增大。所以空心导线与实心导线间最优的搭配应该通过发热



图 3.4-16 实心股线和冷却水管组成的水内冷线棒截面

计算确定。

同空冷水轮发电机一样,为了减少漏磁场对线棒股线间引起循环电流而产生的附加损耗,股线仍需编织换位。换位的方法为一根空心导线对应几根实心导线。通常也采用罗贝尔换位。

漏磁在导体中引起的涡流损耗与导体高度的四次方成正比。一般空心导线的高度尺寸远比实心导线的大,所以附加损耗也大。为此,在结构和制造工艺允许条件下,尽量将空心导线高度取得小些。实心导线的高度可按空心导线高度的1/4~1/2选取。

对于空心导线和实心导线组合的线棒,可以近似认为工作电流按照它们的截面比例分配,即电流按欧姆电阻分配。于是,槽内由涡流引起的等效附加损耗可按式计算

$$K_{\text{hk}} = \frac{q_{\text{cu}} n}{q_{\text{cu}} n + q_{\text{cul}}} K_{\text{hc}} + \frac{q_{\text{cul}}}{q_{\text{cu}} n + q_{\text{cul}}} K_{\text{hh}}$$

式中: K_{hc} 为槽内仅有实心导线的附加损耗系数; K_{hh} 为槽内仅有空心导线的附加损耗系数; q_{cu} 为每股实心导线的截面积; q_{cul} 为每根空心导线的截面积; n 为每一单元组合内实心股线数。

上式经变换后,便可得到附加损耗系数实用的计算公式

$$K_{\text{hk}} = 1 + 0.107 a_{\text{cul}}^4 \left(\frac{b_{\text{M}}}{b_{\text{S}}} \right)^2 (n_s m_0)^2 \frac{\left(1 + n \frac{a_{\text{cu}}}{a_{\text{cul}}} \right)^2}{n \frac{a_{\text{cu}}}{a_{\text{cul}}} + (1 - q)} \times$$

$$\left(\frac{f}{50} \right)^2 \left[n \left(\frac{a_{\text{cu}}}{a_{\text{cul}}} \right)^3 + \left(1 - \frac{a_{\text{cu}}^3}{a_{\text{cul}}^3} \right) (1 - q)^2 \right] \times 10^{-4}$$

式中: a_{cu1} 为每根空心导线高度, mm; a_{cu} 为每根实心导线高度, mm; m_0 为沿线棒高度方向的空心导线数; n 为每单元组合实心导线数; b_M 为槽内铜宽, mm; b_S 为槽宽, mm; n_S 为每槽有效导体数; q 为每一单元组合水道截面积与单元组合总截面积的比值; a_1 为空心导线孔的高度, mm; f 为额定频率, Hz。

8.3.2.5 定子绕组并联水路长度的确定

水内冷水轮发电机定子绕组并联水路长度的确定, 直接影响发电机的安全可靠运行。为了减少定子绕组的进、出水接头数量, 应选择一条长的串联水路。但过长的水路会引起水温升的增高和水压降的增大。定子线棒串联的数量视水轮发电机的容量和尺寸大小而定, 一般取 4~6 根线棒串联成一个水路。如汤斯塔德和赛特伐尔两水内冷发电机均采用 4 根线棒串联; 日本利川第二电站水轮发电机采用 8 根线棒串联; 我国三峡水电站水内冷发电机有三个支路用 4 根线棒串联, 其余支路为 6 根线棒串联。

定子绕组串联的最长水路可按下式计算

$$L_{\max} = 250 \sqrt{\frac{\theta^2 \left(\frac{q}{1-q}\right)^2 H d}{j_E^4}} \quad (3.4-7)$$

$$d = \frac{4S}{\Pi}$$

式中: θ 为水温升; H 为水压降; d 为空心导线内孔的流体水力直径; S 为并联支路水管截面积; Π 为一根空心导线水道截面的周长; j_E 为定子绕组的等效电流密度。

$$j_E = j_1 \sqrt{\frac{P_{cu} + P_{ad} + P_i}{P_{cu}}}$$

式中: j_1 为定子绕组电流密度; P_{cu} 为定子绕组基本铜损耗; P_{ad} 为定子绕组附加损耗; P_i 为由铁心通过绝缘向定子铜线传导的铁损耗。

8.3.2.6 定子水内冷绕组结构

目前, 大多数水内冷水轮发电机的定子绕组都是采用双层条式波绕组。曾经考虑为了减少水接头, 使用单层条式波绕组, 但是实际使用后并不理想, 所以未得以推广使用。水内冷水轮发电机定子绕组除了引线接头和股线换位等有特殊要求外, 其他与空冷定子绕组的结构没太大区别。图 3.4-17 所示为双层波绕组水内冷发电机定子绕组结构。

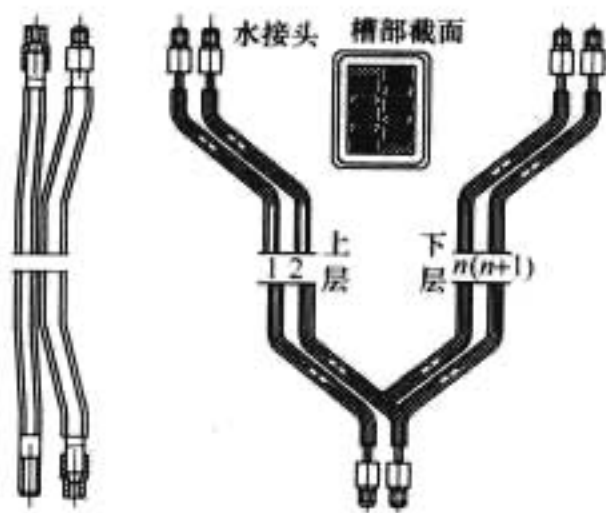


图 3.4-17 定子双层绕组水内冷绕组

8.3.3 定子铁心水冷结构

国外有部分水轮发电机, 在定子铁心部分也采用水冷却, 其主要冷却方法有两种结构:

(1) 冷却水管插入铁心结构。通常在定子扇形片外径处冲孔, 铁心叠压后, 将冷却管插入孔内, 见图 3.4-18。为了

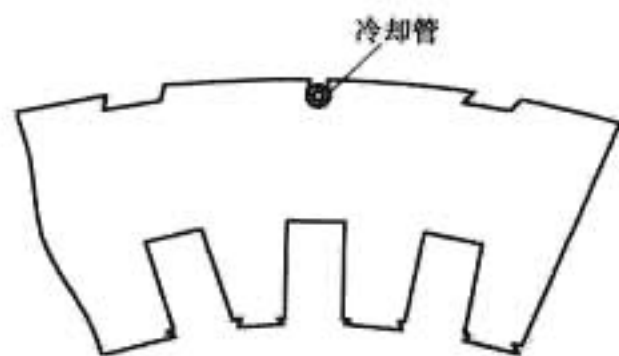


图 3.4-18 定子铁心背部插管冷却

使铁心与冷却管间接触良好, 以利于传热, 在冷却管与铁心之间填以胶合物。

(2) 采用蛇形冷却管结构。将蛇形冷却管直接浇铸在和铁心扇形片相同尺寸、用铝合金制成的扇形冷却片中, 见图 3.4-19。蛇形管常用铜管或不锈钢管制成, 叠片时在铝合金冷却片的表面涂上一层胶, 使冷却片与铁心接触良好, 以利于热传导。同一层冷却片的空心导管串联成一条或两条水路。

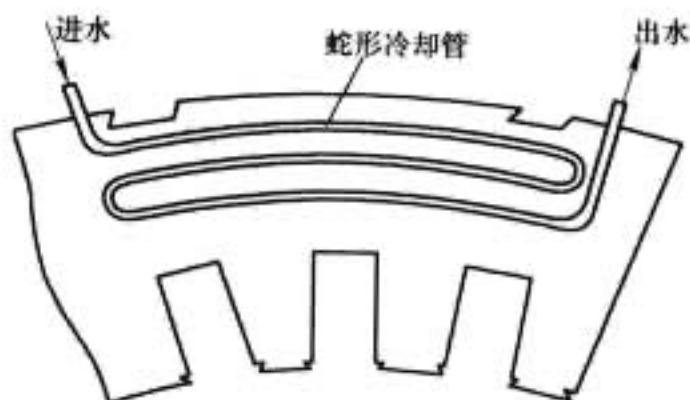


图 3.4-19 铁心冷却片冷却

8.3.4 定子绝缘引水管

定子进出汇水管都处于零(地)电位, 因此它们与各绕组之间需用绝缘引水管连接。为了使水路畅通, 要求绝缘引水管具有耐电老化、耐热和耐腐蚀性能, 击穿电压高, 机械性能好并有一定柔性。

目前, 常用的绝缘引水管多为聚四氟乙烯塑料软管。这种材料具有较高的耐电老化和耐热性能, 长期工作在近 100℃ 温度下时, 性能稳定无明显变化, 而且比较柔软。定子绝缘引水管的长度应根据介电强度要求的距离确定。通电通水试验表明, 当发电机额定电压在 24kV 以下时, 聚四氟乙烯绝缘软管的长度约取 500mm。国外水内冷水轮发电机定子绝缘引水管采用强化尼龙材料, 但应用并不多。

定子绝缘引水管的直径可按水流量确定。通常管内的流速 $v_{绝}$ 为

$$v_{绝} = (1 \sim 2) v_{支}$$

式中: $v_{支}$ 为绕组水支路内的流速, m/s。

绝缘水管的壁厚是根据工作水压确定的, 工作水压一般不超过 0.5MPa。装配好的定子绝缘引水管应按三倍工作水压进行试验。因此, 管子的单边壁厚大约为 2mm。管壁太厚, 柔软性差。

定子绝缘引水管在通水通电的情况下, 由流水漏电产生的电能损失可用下式表示

$$W_{绝} = \frac{\pi n U^2 d^2}{36 \rho l}$$

式中: n 为绝缘引水管数; U 为线电压; d 为绝缘引水管内径; l 为绝缘引水管长度; ρ 为水的体积电阻系数。

聚四氟乙烯绝缘管的规格、物理性能和技术要求, 可查有关产品样本或材料供应商提供的材料规范。

8.3.5 水接头

(1) 定子绕组水接头。水内冷定子绕组有电路和水路的连接, 因此接头的结构比较复杂。另外, 水轮发电机定子水接头数量也较多, 它应满足便于加工和焊接的要求。

水接头结构是设计制造水内冷水轮发电机的关键部件。目前, 世界各大公司生产的水内冷水轮发电机的水接头结构基本上分两大类: 一类为水电合一的接头; 另一类为水电分离的接头。图 3.4-20 所示水接头将它直接套在线棒端头上, 空心 and 实心导线一次焊接, 适用于大容量水轮发电机定子线棒, 水接头是一个锻造的大水盒, 上面分别设有水接头和导电连接片。这种水接头称为水电合一的结构, 接头具有轴向

长度短、结构简单等优点。图 3.4-21 所示两种水接头都属于水电分离结构，分别为三峡水轮发电机两家公司提供的定子绕组水接头。这种接头的特点是：在定子线棒端头水电分开，电连接依靠并头铜连接片来实现。

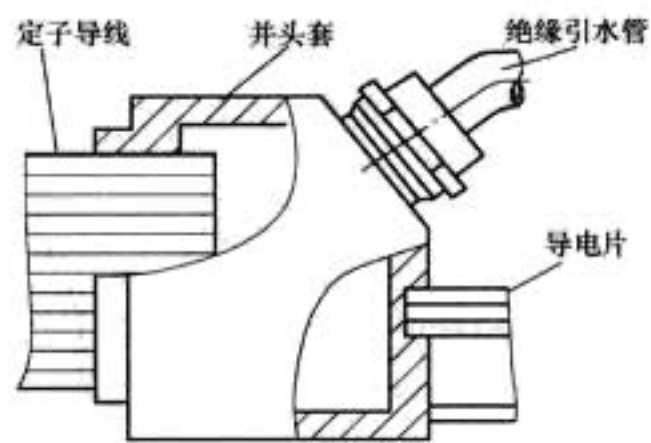


图 3.4-20 水电合一接头结构示意图

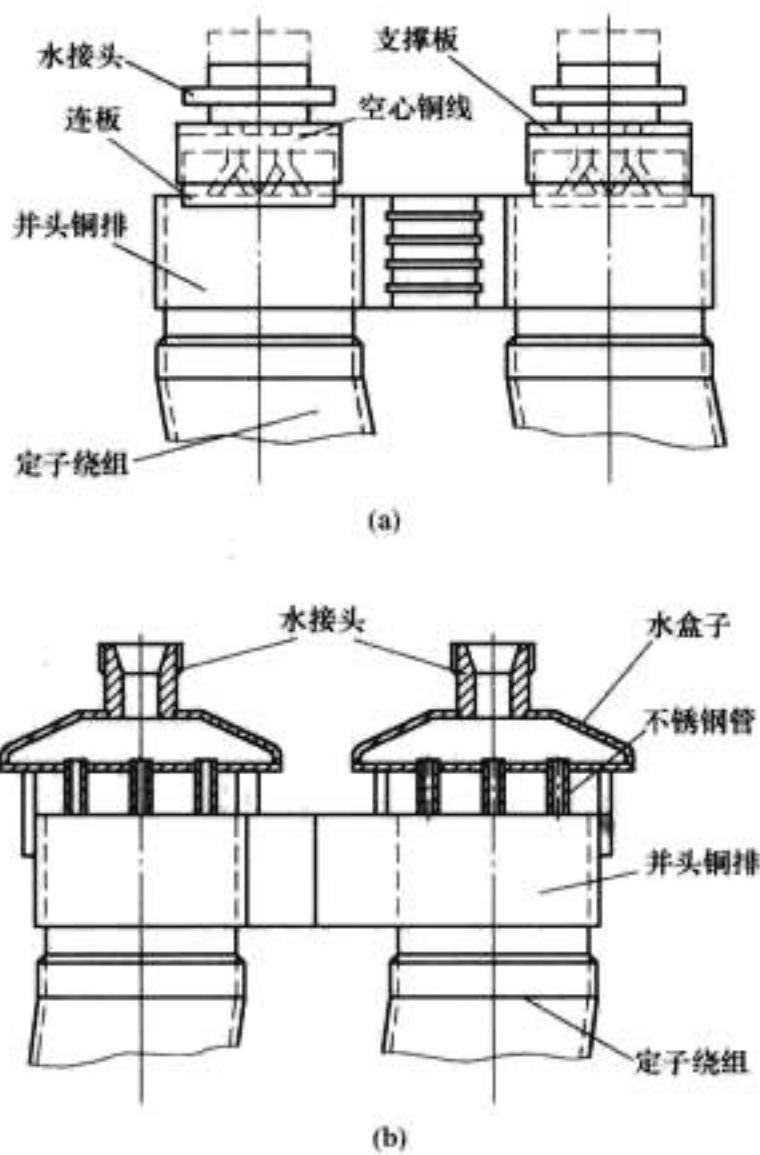


图 3.4-21 水电分离接头结构示意图
(a) VGS 结构；(b) ALSTOM 结构

(2) 定子极间绕组连接线接头。图 3.4-22 所示是一种由空心导线和实心导线组成的定子极间连接线接头结构。定子绕组的接头尺寸和极间连接线接头完全一样，接头处用铜套焊接。这种结构比较简单，适用于股线较少的定子绕组。对于股线较多的大电流定子极间连接线，可采用图 3.4-23 的接头结构。将全部实心导线移到接头外边并焊在接头上(见图中 A—B 剖面)，极间连接线接头和绕组接头对焊。由于要将实心导线分开，所以引线的长度和接头长度要相应增加。

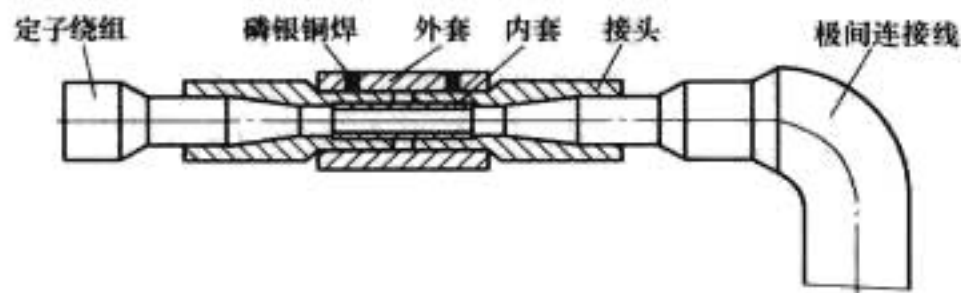


图 3.4-22 定子极间连接线接头

(3) 定子绕组绝缘引水管接头。图 3.4-24 所示是一种三通形式的接头结构，定子绕组的“U”形铜管与不锈钢接

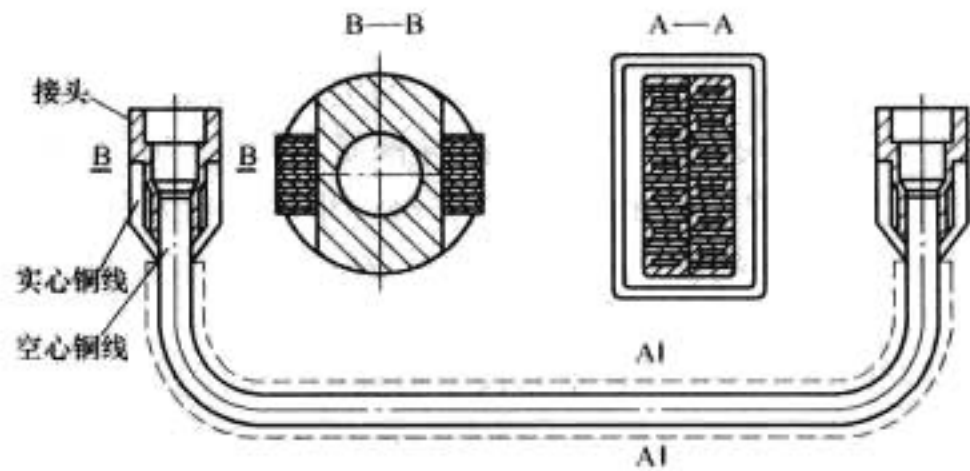


图 3.4-23 大电流定子极间连接线接头
头采用磷银铜钎焊。

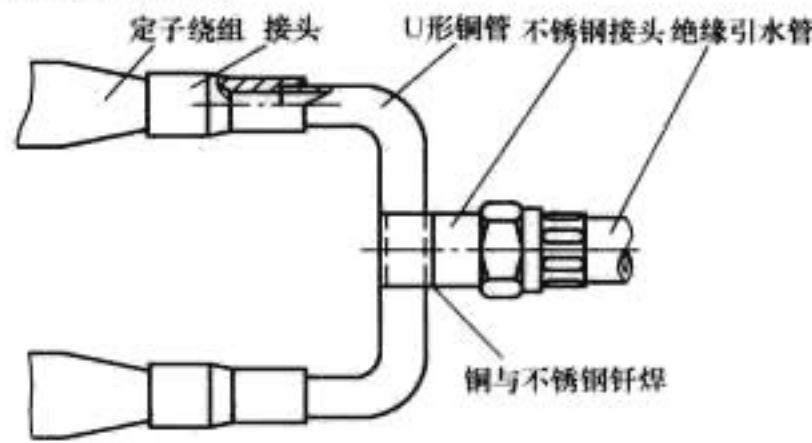


图 3.4-24 定子三通水接头

(4) 定子绝缘引水管接头装配。定子绝缘引水管与线棒水接头间的接头常用扣压结构，见图 3.4-25。装配时，将引水管端部插入套筒与芯子之间的空隙内，并在专用的模具内压紧。要严格控制套筒与引水管的相对压缩率。压缩率太大会使引水管沿接头处压断，压缩率不够则密封性差，易发生渗漏。

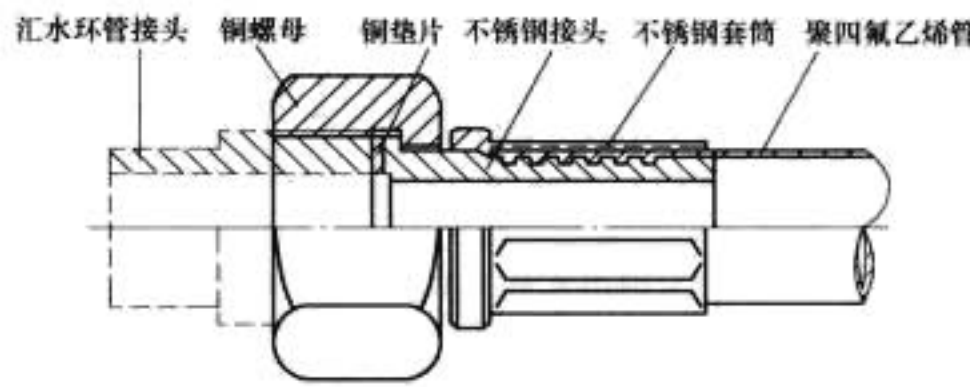


图 3.4-25 定子绝缘引水管装配

(5) 汇水环管接头。汇水环管接头可用不锈钢或紫铜管弯成，在环管上焊有许多绝缘管的水接头。为了保证焊接质量，不锈钢管和紫铜管分别采用不锈钢接头和紫铜接头。汇水环管接头的装焊形式，见图 3.4-26。

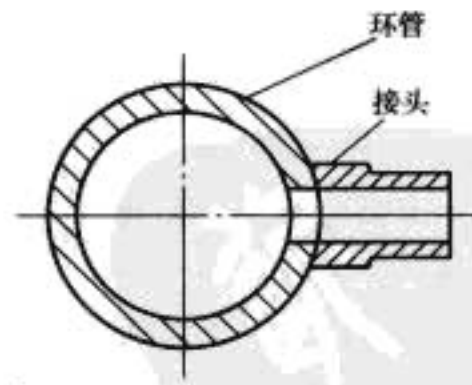


图 3.4-26 汇水环管接头

8.4 水内冷水轮发电机冷却水循环系统

水内冷水轮发电机均采用闭式冷却水循环系统。图 3.4-27 所示为水内冷水轮发电机采用的纯水系统示意图，主要由循环水泵、冷却器、机械过滤器、离子交换器、加碱装置、水箱、氮供应系统、温度计、流量计、压力计以及导电率计等组成。纯水循环系统装置尺寸约 6m×2.5m×2.5m。此外，在系统内还有各种保护装置，以便发生事故时照常供

水。在定、转子水路的出口处通常装有流量继电器和温度继电器。当水量减小或水温过高时,保护装置发出警报并自动启动备用水泵。为了安全、可靠和维护检修方便,一般备有一套冷却器、机械过滤器及水泵等。

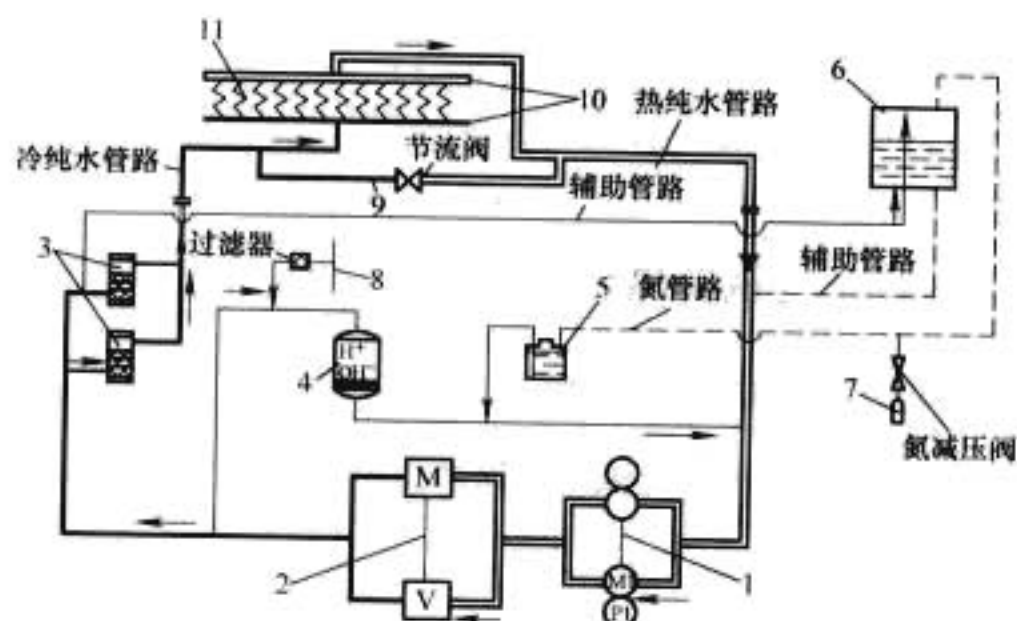


图 3.4-27 纯水循环系统示意图

- 1—纯水离心泵; 2—冷却器; 3—机械过滤器;
4—离子交换器; 5—加碱装置; 6—水箱; 7—氮
供应系统; 8—补水装置; 9—定子绕组旁通管路;
10—汇水环管; 11—定子绕组

8.5 水内冷水轮发电机的部分计算

在进行水内冷水轮发电机热和流体阻力计算时,应有以下基本数据:

(1) 水温。定、转子绕组的进水温度一般规定为 30~35℃,出水温度一般不超过 70℃。

(2) 水压。定、转子绕组的水压不宜过大,否则易引起管路和接头元件漏水,并使转子进、出水装置密封处的漏水量增大。通常定、转子绕组进水压力按 0.5MPa 选取。

(3) 水速。定、转子绕组空心导线内的水速太高,容易引起铜线磨损,并有可能产生气蚀,水速过低,可能会变成层流

状态而影响热传导。所以,空心导线内的水速宜取 1~2m/s。

8.5.1 定子绕组热计算

本计算方法适用于条式定子绕组,线棒内的水流是紊流,截面的结构是一般的空心导线对应两股实心导线的组合型式。若线棒的组合型式是一股空心导线对应多股实心导线,可参照此方法分别计算每股实心导线的温升,离空心铜线越远,实心导线的温升就越高。定子绕组空心导线尺寸,见图 3.4-28。

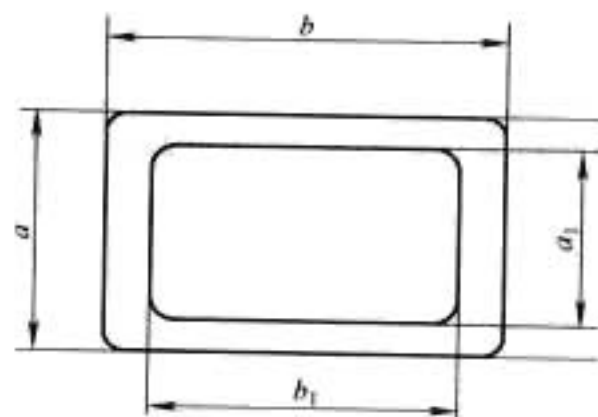


图 3.4-28 定子绕组空心导线尺寸

(1) 一股空心导线的水道截面积

$$S' = a_1 b_1 \quad (\text{cm}^2)$$

(2) 每一个并联水支路的空心导线数 y , 即一根线棒具有的空心导线数。

(3) 每一个并联水支路的水道截面积

$$S = y S' \quad (\text{cm}^2)$$

(4) 每一个并联水支路内串联的线棒根数 N 。

(5) 空心导线内的水速 v , (m/s)。

(6) 全部绕组总的并联支路数 M 。

(7) 总水流量

$$Q = M S v \times 10^{-8} \quad (\text{L/s})$$

(8) 平均水温取 50℃, 从表 3.4-5 可查出下列参数导热系数 λ 、运动黏度 γ 、热容量 C_r 、普朗特准则数 $Pr^{0.4}$ 。

表 3.4-5

水的物理参数

t (°C)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
$\lambda \times 10^{-2} [\text{W}/(\text{cm} \cdot ^\circ\text{C})]$	0.552	0.575	0.598	0.618	0.635	0.647	0.659	0.669	0.675	0.679
$\gamma \times 10^{-2} (\text{cm}^2/\text{s})$	1.79	1.3	1.0	0.805	0.659	0.556	0.479	0.415	0.366	0.326
$C_r \times 10^8 (\text{W} \cdot \text{s})/^\circ\text{C}$	4.23	4.21	4.18	4.15	4.14	4.13	4.11	4.09	4.07	4.04
Pr	13.7	9.56	7.06	5.5	4.3	3.56	3.0	2.56	2.23	1.95
$Pr^{0.4}$	2.85	2.47	2.18	1.98	1.79	1.66	1.55	1.46	1.38	1.31

(9) 一股空心导线水道截面的周长

$$\Pi = 2(a_1 + b_1) \quad (\text{cm})$$

(10) 水道截面的等效直径

$$d = \frac{4S}{\Pi} \quad (\text{cm})$$

(11) 雷诺数

$$Re = \frac{dv}{\gamma}$$

(12) 努赛尔准则数

$$N_\mu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4}$$

(13) 传热系数

$$\alpha = \frac{N_\mu \lambda}{d} \quad [\text{W}/(\text{cm}^2 \cdot ^\circ\text{C})]$$

(14) 由水带走的全部损耗 P 。

(15) 水的温升

$$\theta_w = \frac{P}{C_r Q} \quad (^\circ\text{C})$$

(16) 水道中单位热负荷

$$q = \frac{P}{\frac{l_c}{2} N_s Z y \Pi} \quad (\text{W}/\text{cm}^2)$$

式中: l_c 为定子绕组每匝平均长度, cm; N_s 为每槽导体数; Z 为定子槽数。

(17) 空心导线对水温差

$$\theta_{\text{cub-w}} = \frac{q}{\alpha} \quad (^\circ\text{C})$$

(18) 实心导线和空心导线间的单位热负荷

$$q' = \frac{P_c}{l_c N_s Z y b} \quad (\text{W}/\text{cm}^2)$$

式中: P_c 为实心导线的损耗, 为了简化计算可以取其等于 P , W。

(19) 实心导线对空心导线的温差

$$\theta_{\text{cuc-h}} = \frac{0.02q'}{0.0016} \quad (^\circ\text{C})$$

(20) 铜线的最高温升

$$\theta_{\text{cum}} = \theta_w + \theta_{\text{cuh-w}} + \theta_{\text{cuc-h}} \quad (^\circ\text{C})$$

8.5.2 定子绕组流体阻力计算

(1) 水的密度 $\rho=1000\text{kg/m}^3$ 。

(2) 空心导线内水速 v 。

(3) 每一个并联水路内串联的线棒数 X 。

(4) 每根线棒长度 $l=\frac{l_c}{2}$ 。

(5) 一根线棒水流入口及出口的阻力系数 $\xi_1+\xi_2=1.0$ 。

(6) 水道转角 α 取 90° (每根线棒有一个 90° 转角)。

(7) 水流转角阻力系数 $\xi_3=f(\alpha)$, 可按图 3.4-29 选取。

当 $\alpha=90^\circ$ 时, $\xi_3=1.1$ 。

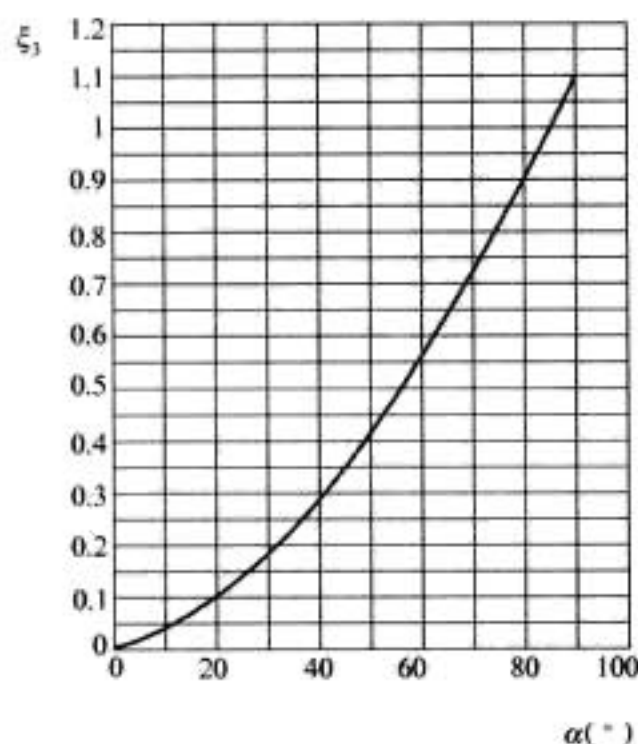


图 3.4-29 水流转角阻力系数 ξ_3 与转角 α 的关系

(8) 一根线棒的局部阻力系数

$$\xi = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3 = 1 + 1.1 = 2.1$$

(9) 空心导线的水道等效直径

$$d = \frac{4S}{\Pi} \quad (\text{cm})$$

(10) 空心导线水道的相对粗糙度

$$\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{d}$$

式中: Δ 为绝对粗糙度。

(11) 流水沿壁的摩擦阻力系数 $\Lambda=f(\bar{\Delta}, Re)$, 通常取 $\bar{\Delta}=0.02$ 时, 则 Λ 值可从图 3.4-30 查得。

(12) 并联支路的流体阻力压降

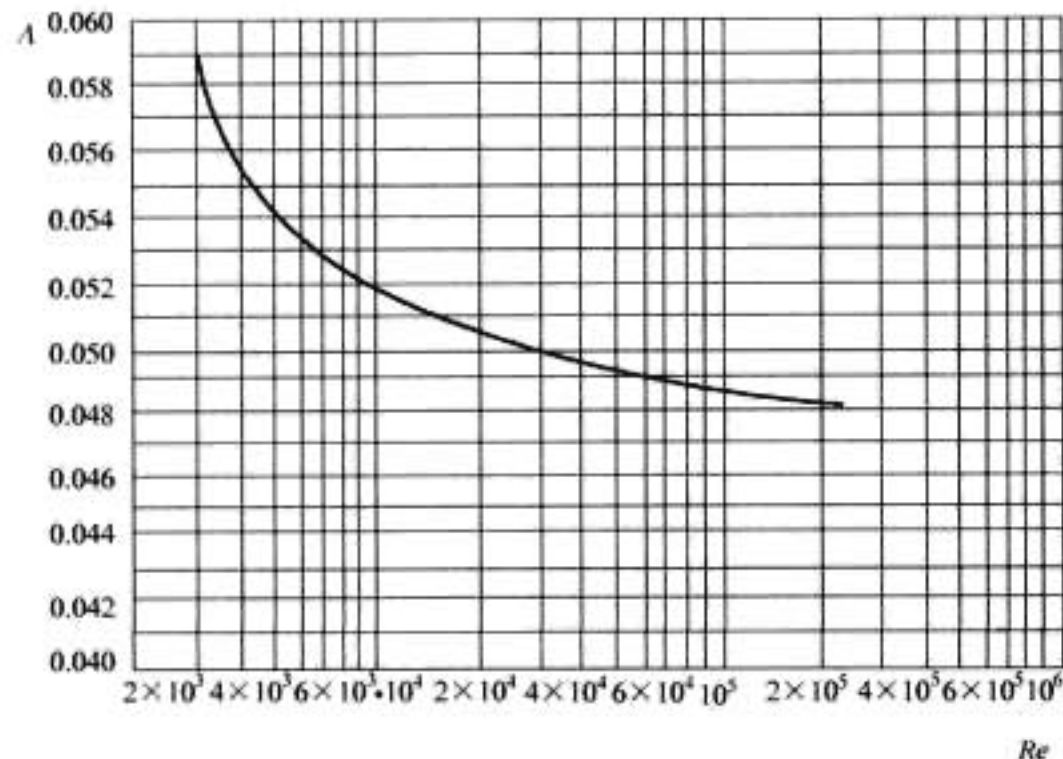


图 3.4-30 摩擦阻力系数 Λ 与雷诺数 Re 的关系

$$\Delta H_1 = \frac{\gamma}{2g} v^2 \left(\Lambda \frac{l}{d} + \xi \right) \frac{x}{1000} \times 10^{-4} \quad (\text{mH}_2\text{O})$$

式中: g 为重力加速度, 取 9.81m/s^2 。

(13) 总进、出水管中的阻力压降通常取为 2m 水柱, 即

$$\Delta H'_1 = 2\text{mH}_2\text{O}$$

(14) 定子绕组流体阻力压降

$$\Sigma H_1 = \Delta H_1 + \Delta H'_1 \quad (\text{mH}_2\text{O})$$

9 水轮发电机发热与传热

9.1 水轮发电机内的热源

水轮发电机内的热源就是损耗集中的地方, 主要分为以下三类:

(1) 机械损耗。

1) 电刷摩擦损耗。

2) 轴承摩擦损耗。

3) 驱动冷却介质流动所需消耗的能量。在空冷水轮发电机中表现为空气动力损耗, 即通风损耗。在装有同轴风扇时或外加风扇时所消耗的功率也应计入发电机的通风损耗内。

(2) 电损耗。

1) 电流流过定、转子绕组所产生的铜损耗, 称为基本铜耗。

2) 电刷滑动接触处的电损耗。

3) 槽内漏磁通使定子绕组电流分布不均所引起的附加损耗。

(3) 铁心损耗。

1) 交变主磁通在铁心中感应的涡流损耗, 称为基本铁耗。

2) 转子上的高次谐波在定子上产生的附加损耗、齿内脉振损耗。

3) 定子谐波磁通在转子表面、阻尼绕组内产生的附加损耗。

4) 定子端部磁场在端部磁性金属部件中感应的附加损耗。

9.2 水轮发电机的通风损耗

由于空气有黏性, 在流动时会产生阻力。对于不可压缩气体, 这种阻力使流体的一部分机械能不可逆地转化为热能散失到周围空间, 而不再参加流体的动力学过程, 这在流体力学中称为能量损失。

在空冷水轮发电机中, 要维持一定量的空气流量就必须消耗一定的功率, 主要用于克服空气流动过程中与固体接触所产生的摩擦阻力, 另一部分作为流体流动过程中内部湍流、黏滞等现象消耗的能量。维持空气流动的能量通常来自于发电机的轴功率, 有强迫通风机的发电机还会消耗一定量的额外电功率, 这些功率转化为热能后会滞留在发电机内, 同样需要经通风系统排至发电机外面。

水轮发电机通风损耗计算基本上都是通过试验统计得出的经验公式。由于研究方法不同, 公式也多种多样, 不同的研究机构得出的经验公式均有所不同。常见的计算公式如下

$$P_a = K_v \left(\frac{v_2}{10} \right)^2 Q_0 \quad (3.4-8)$$

式中: P_a 为水轮发电机通风损耗, kW ; K_v 为系数, 取 $0.16 \sim 0.19$, 高转速水轮发电机取大值, 低转速水轮发电机取小

值； v_2 为转子表面旋转线速度，m/s； Q_0 为水轮发电机冷却总风流量， m^3/s ，可根据水轮发电机总损耗等参数计算得到，即

$$Q_0 = \frac{P_{Fe} + P_{Cu1} + P_d + P_e}{C_a \Delta t \rho} \tag{3.4-9}$$

式中： P_{Fe} 为空载铁耗，kW； P_{Cu1} 为基本铜耗，kW； P_d 为附加损耗，kW； P_e 为励磁绕组损耗，kW； C_a 为空气质量热容，J/(kg·K)； Δt 为空气温升（通常指空气冷却器前后气温差），K； ρ 为空气密度，kg/m³。

将式（3.4-8）代入式（3.4-9）得

$$P_a = \frac{K_v \times \left(\frac{v_2}{10}\right)^2 \times (P_{Fe} + P_{Cu1} + P_d + P_e)}{C_a \Delta t \rho}$$

式中： Δt 可根据空气冷却器性能取不同的值，取 25~30℃不等。

9.3 水轮发电机的发热与冷却过程及散热方式

9.3.1 水轮发电机内发热过程简述

由传热学基础可知，对于均质物体的发热过程，其温度随时间呈指数关系变化。如图 3.4-31 曲线所示，当时间 $t=0$ 时，物体温度与环境温度相同，这时物体内部产生的全部损耗（能量）都用来提高物体的温度，物体温度上升较快。如果该物体并非独立于外界，即与周围有接触，随着物体温度的上升，它与周围物质的温度差越来越大，根据牛顿传热原理，物体散发到周围介质中的热量也会增加。当经过时间 $t=a$ 时，物体本身温度不再升高，物体内部产生的全部热量都散布到周围的介质中，这时物体所达到的温度称为稳定温度，稳定温度与周围介质的温差称为稳定温升。此时物体状态通常称为热平衡状态。物体稳定温升的大小，一方面与物体内部的发热量大小有关，另一方面又与物体与周围介质间传热条件的好坏有关。一般来讲，物体向周围介质传热有三种方式，即传导、对流和辐射。

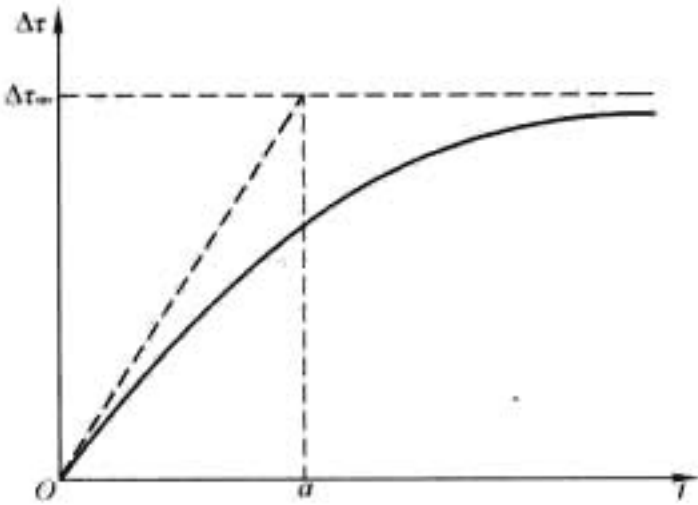


图 3.4-31 均质物体的发热曲线

- (1) 传导：分子不发生位移，能量由高温至低温。
- (2) 对流传热：由于流体的宏观运动、分子碰撞引起的热交换现象。
- (3) 辐射：物体通过电磁波来传递能量的方式（高温）。当物体的绝对温度不高时，主要考虑前两种传热方式。在水轮发电机中，最主要的散热方式是对流和传导。

表 3.4-7 空气在 50℃ 时的热性能参数

绝对大气压 (MPa)	密度 ρ (kg/m ³)	动力黏度 η (Pa·s)	运动黏度 ν $\times 10^{-6}$ (m ² /s)	导热系数 λ [W/(m·K)]	质量热容 c [J/(kg·K)]	质量定容热容 c_v [J/(kg·K)]
0.1	1.057 6	19.5×10^{-6}	$0.184\ 3 \times 10^{-4}$	26.6×10^{-3}	1007	1065
0.103 5	1.095	19.5×10^{-6}	0.178×10^{-4}	26.6×10^{-3}	1007	1103
0.2	2.115	19.5×10^{-6}	$0.092\ 2 \times 10^{-4}$	26.6×10^{-3}	1007	2130
0.3	3.173	19.5×10^{-6}	$0.061\ 4 \times 10^{-4}$	26.6×10^{-3}	1007	3195

不同的区域有不同的传热形式，一般情况下不考虑辐射的作用。发电机额定运行时，定子绕组、定子铁心、励磁绕组等部件内都会产生铜损耗或铁损耗。如前所述，这些损耗的堆积会引起发电机相应部件温度升高，进而在不同部件间、部件与空气之间形成温差。根据传热学原理，温差存在就会有热量的流动，这种流动在固体之间以传导形式出现，而在固体表面与气体接触面上则以对流换热的形式进行。当传导与对流换热量和部件内部产生损耗的量相当时，发电机各部件的温度不再发生变化，此时发电机部件与冷却介质之间形成的稳态温差称为发电机部件的额定温升。对于空冷水轮发电机，部件的温升大小取决于以下因素：

- (1) 部件内部损耗的大小。
- (2) 固体部件间导热系数的大小。
- (3) 水轮发电机内部空气总流量及掠过相应部件表面的流速高低。
- (4) 发热部件表面散热面积的大小。
- (5) 发热部件表面几何因素。

表 3.4-6 是水轮发电机内一些典型传热部位的传热方式。

表 3.4-6 水轮发电机内典型传热部位的传热方式

传 热 部 位	传热方式
定子绕组铜线与主绝缘之间	传导
定子绕组主绝缘与定子铁心之间	传导
励磁绕组与托板和极身之间	传导
定子铁心表面与空气（定子风沟内）	对流
定子绕组与空气（定子风沟内、定子绕组端部）	对流
励磁绕组与空气（极间）	对流

9.3.2 水轮发电机内常见的冷却介质

水轮发电机散热性能的好坏与冷却介质的特性密切相关。一般情况下，对水轮发电机冷却介质有如下要求：

- (1) 导热系数大。当流速不变时，导热系数越大则介质的热交换能力越强，内部温度降越小。
- (2) 质量热容或汽化潜热大，带走相同热量所需的介质较少。
- (3) 密度小。流体的密度越小，驱动同样流量介质流动所需的能量越小（比如通风损耗），发电机经济性相对越高。
- (4) 黏滞系数小。较小的黏滞系数可以降低流体流动的摩擦阻力，同样可以减小水轮发电机冷却的功率消耗。
- (5) 介电强度高，化学稳定性好，无毒、无腐蚀性，价格便宜。

9.3.2.1 空气

空气是水轮发电机中最常见的冷却介质之一。其化学性质稳定，不燃烧、不爆炸，安全可靠，发电机不用特殊的防爆密封结构，运行维护简单、经济。缺点是气体黏度偏高，通风损耗大，散热能力不如氢气、水等。空气的性能参数，见表 3.4-7。

续表

绝对大气压 (MPa)	密度 ρ (kg/m ³)	动力黏度 η (Pa·s)	运动黏度 ν $\times 10^{-6}$ (m ² /s)	导热系数 λ [W/(m·K)]	质量热容 c [J/(kg·K)]	质量定容热容 c_v [J/(kg·K)]
0.4	4.230	19.5×10^{-6}	0.0461×10^{-4}	26.6×10^{-3}	1007	4260
0.5	5.288	19.5×10^{-6}	0.0369×10^{-4}	26.6×10^{-3}	1007	5325
0.6	6.346	19.5×10^{-6}	0.0307×10^{-4}	26.6×10^{-3}	1007	6390

9.3.2.2 水

水的比热容量大，散热能力很强，化学性质稳定，通常用作内冷介质，如汽轮电机定子绕组内冷、水轮发电机定子绕组内冷（三峡左岸发电机等）。缺点是需要特殊的水循环装置，漏水时容易引起短路等事故。因此，水的导电率是一项非常重要的参数，为了确保安全，需要泄漏电流应尽可能小，特别是在断水的情况下，水的温度迅速上升，电导率也随之增大，所以各国对水的电导率均有规定。我国水冷发电机运行规范中规定，以 $5\mu\text{S}/\text{cm}$ 作为控制极限。

9.3.2.3 蒸发冷却介质

由于蒸发冷却介质的汽化潜热远远大于它们靠自身质量热容散热的能力，所以采用蒸发冷却方式可以用较少的冷却介质达到冷却的要求。同时由于其利用重力进行自循环的特点，冷却介质循环时不消耗发电机轴功率，因此，这种冷却方式也是最节能的一种冷却方式。

9.4 水轮发电机的温升极限及影响因素

前面已经讨论过水轮发电机冷却的目的是要把水轮发电机内温度控制在合理范围内。而在发电机内，绝缘材料由于其有机物质的特点，其能承受的温度大大低于金属结构件，因而发电机温升限值的制定主要视绝缘材料的温度承受能力而定。不同等级的绝缘材料温升极限值也不同，对水轮发电机温升的标准在 GB/T 7894—2001 中有明确的规定。

9.5 水轮发电机发热对材料的影响

9.5.1 发电机发热与绝缘寿命的关系

发电机发热是影响绝缘寿命的主要因素，发电机绕组绝缘结构所采用的绝缘材料在发电机发热的影响下，其物理、电气及力学性能都要发生变化。当温度升高到一定值时，绝缘材料的物理、化学性质将发生质的变化，最终失去绝缘作用。

试验证明，绝缘材料在额定温度 θ_N 下持续工作的寿命大致在 6~8 年（平均可取 7 年）。因此，在不同温度条件下工作的绝缘材料，其寿命可按下式进行计算

$$D = 7 \times 2^{\frac{\theta_N - T}{m}}$$

对于 B、F、H 级绝缘，温度每上升 10°C 、 12°C 、 14°C ，绝缘寿命将缩短一半。

除经验公式计算外，绝缘材料的寿命也常常由实验来确定。由于各公司绝缘材料、结构及实验方法的差异，各种文献提供的数据差异也较大。

在某些特定情况下，发电机绕组的温升限度，往往不完全取决于所用绝缘材料及结构的允许最高温度，还要考虑一些其他因素，比如：进一步提高发电机绕组的温度意味着发电机损耗的增大和效率下降，这在经济上不一定划算。因此，目前有些发电机虽然采用了 F 级或以上的绝缘结构，但发电机温升限度仍按照 B 级绝缘进行考核，这是由于考虑了上述经济的因素，还考虑了绝缘寿命的因素。

当然，随着绝缘材料、结构的不断改进和发展，水轮发电机绝缘结构的性能在不断提升。比如，水轮发电机主绝缘厚度的减薄、VPI 技术的应用使得绝缘结构的耐热性能不断提高，也使得水轮发电机绕组散热条件得到较大改善。过去，一般 B 级绝缘材料的导热系数通常取为 $0.16 \sim 0.18\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ，而现在的新型绝缘材料导热系数已经可以达到 $0.22\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 或以上，同时发电机主绝缘厚度减薄 20% 以上。这意味着从绕组铜线向铁心传热所经过的绝缘热阻的传热路径缩短 20% 以上，其所带来的散热好处呈线性关系，直接好处是绝缘温降下降，绕组铜温下降，这为在大、巨型水轮发电机上继续采用空冷结构提供了良好的机遇。近年来，随着水轮发电机设计水平的提高和新材料的应用，发电机运行温度有逐步上升的趋势，这有利于发电机材料利用率的提升和单机容量的提高。

9.5.2 发电机发热对金属件强度和硬度的影响

发电机运行中，随着发电机温度的升高，金属件的强度和刚度会逐渐下降。发电机中最常见的铜、铝、合金铝、银铜和钎焊材料的强度、刚度与温度的关系，见图 3.4-32 和图 3.4-33。

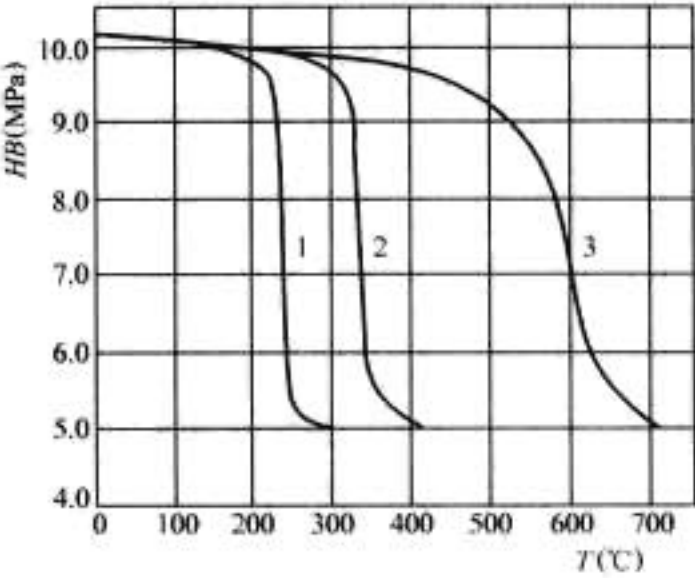


图 3.4-32 铜的硬度与温升的关系
1—电解铜；2—银铜；3—铅铜

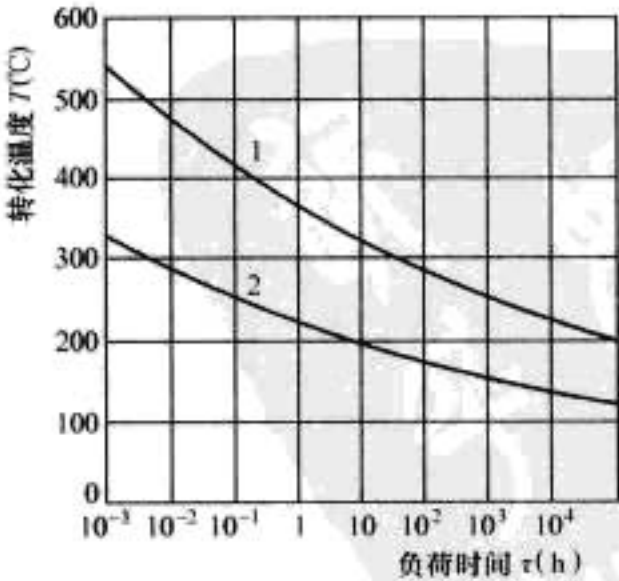


图 3.4-33 铜的软化温度与加温时间关系
1—银铜；2—电解铜

水轮发电机中局部温度可能达到较高的程度，这些高温除对绕组绝缘直接造成一些危害外，对材料的机械强度产生

的影响也是不可忽视的。

几种金属材料的硬度随温度变化示于图 3.4-32 中。当温度超过 220℃ 时,常用电解铜的硬度会迅速下降;到 280℃ 时,几乎只有原来的 1/2 左右。

温度不太高但持续时间长也能造成金属软化。在大型发电机中,局部温度出现超过 160~170℃ 的情况是存在的,因此必须对材料热变形和热应力问题予以考虑。

9.6 水轮发电机中的传热现象

实际在水轮发电机运行过程中,对流、辐射和传导三种传热方式在水轮发电机内部都存在。但由于实际运行中各种方式传热量的大小差异较大,在进行水轮发电机冷却分析计算时,一般把重点放在水轮发电机内部的热传导与对流散热方面。对于辐射传热,只有在某些特定情况下才予以考虑,如在进行水轮发电机效率分析时,要求水轮发电机损耗进行精确计算,则必须对水轮发电机向外界辐射散热进行计算。

9.6.1 水轮发电机中热辐射

辐射传热是物体以电磁波的方式向周围空间传递能量的一种传热过程。辐射传热无需中间介质,即使是通过真空也能传播,辐射在穿越空间时不会使空间加热,只有遇到第二个物体时,其能量才部分转化为热能。

辐射能的强度与距离的平方成反比,而与辐射发射体和接收体绝对温度 4 次方的差值成正比,辐射能可按斯蒂芬—玻尔兹曼定律计算

$$Q_r = C_1 \left[\left(\frac{T_R}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_0}{100} \right)^4 \right]$$

对于水轮发电机内的辐射传热,可按式计算

$$Q_r = \alpha_R \theta$$

式中: α_R 为热辐射散热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; θ 为辐射体与周围介质的绝对温差, K 。

α_R 可按式计算

$$\alpha_R = C_1 \frac{\left(\frac{T_R}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_0}{100} \right)^4}{T_R - T_0} \quad (3.4-10)$$

$$C_1 = \epsilon C_0$$

式中: C_1 为表面辐射系数; ϵ 为灰体黑度; C_0 为绝对灰度, $C_0 = 5.67 \sim 5.77 W/(m^2 \cdot K^4)$; T_R 为辐射体表面绝对温度, K ; T_0 为周围介质绝对温度, K 。对于表面有漆层的发电机机座, $C_1 \approx 5 W/(m^2 \cdot K^4)$ 。按式 (3.4-10), 可以得到表 3.4-8。

表 3.4-8 不同温差和介质温度时的辐射散热系数
[取 $C_1 \approx 5 W/(m^2 \cdot K^4)$] $W/(m^2 \cdot K)$

辐射散热 系数	项目	温差 θ (K)	
		30	50
介质温度 (°C)	0	4.76	5.32
	20	5.85	6.52
	40	7.07	7.7

尽管在水轮发电机发热与冷却分析中,辐射传热的影响一般较小,通常不予考虑,但在特殊试验或考核中却必须对其进行计算。

9.6.2 水轮发电机中热传导

9.6.2.1 热传导的基本关系

热传导也称为导热,是指相互接触的固体物质间在分子不发生位移的情况下,产生的能量传递现象。这种传热依靠

分子、原子和自由电子等微观粒子的振动或自由运动进行能量传递,根据热力学原理,能量传递的方向总是由高温区域到低温区域。

物体温度场是空间和时间的函数,当物体温度场与时间无关时,物体则达到热稳定状态,称为稳定温度场,反之则为不稳定温度场。具有稳定温度场的热传导称为稳态导热。水轮发电机正常运行中,内部部件的温度场一般都是稳态温度场,而在发电机作特殊工况瞬态运行过程中,由于发电机部件本身热容量较大且暂态过程时间较短,一般不会引起温度的过度升高,因此,在进行发电机冷却分析时,通常只考虑稳态温度分析。

根据热传导的傅里叶定律,单位时间内的传热量与温度梯度及垂直于热流方向上的横截面积成正比,其数学表达式为

$$Q = -\lambda A \frac{\partial t}{\partial n}$$

式中: Q 为单位时间内通过垂直于热流方向上的横截面的能量, W 或 kW ; λ 为傅里叶方程的比例常数,通常称为导热系数, $W/(m \cdot K)$; A 为垂直于热流方向上的横截面积, m^2 ; $\frac{\partial t}{\partial n}$ 为温度梯度。

式中的负号表示热流方向与温度梯度方向相反,说明热量由高温向低温流动。

单位面积上的热流量为

$$q = \frac{Q}{A} \quad (W/m^2)$$

对于一维传热有

$$q = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x} \approx \lambda \frac{\Delta \theta}{\Delta l}$$

式中: $\Delta \theta$ 为温度降; Δl 为沿法线方向的几何位移。

热传导的傅里叶定律与电学中的欧姆定律在形式上相似,二者存在如表 3.4-9 所示的对应关系。

表 3.4-9 电学量与热学量的对比

项 目	电 学 量	热 学 量
过程中的动力	电压(电位差) $U(V)$	温压(温差) $\Delta \theta(K)$
过程中的阻力	电阻 $R(\Omega)$	热阻 $R_1(K/W)$
过程中的转移量	电流 $I(A)$	热流 $Q(W)$
单位面积的转移量	电流密度 $j(A/cm^2)$	热流密度 $q(W/m^2)$

过程中转移量的基本规律

流量	$I = \frac{U}{R}$ (欧姆定律)	$Q = \frac{\Delta \theta}{R_1}$ (傅里叶定律)
阻力	$R = \frac{l}{\mu A}$ l : 导线长度 μ : 金属导电率 A : 导线截面积	$R_1 = \frac{\delta}{\lambda A}$ δ : 传热路径长度 λ : 材料导热系数 A : 传热路径法向横截面积

9.6.2.2 水轮发电机常用材料的导热系数

导热系数是指当温度梯度为 1 时,单位时间内通过单位面积的导热量。导热系数的大小与材料的物理性质有关,同一材料的导热系数会随温度、压力、湿度、多孔性和均匀性等因素的变化而变化。通常温度是决定因素,对于绝大多数物质,当其温度没有达到溶点和汽化点之前,导热系数随温度近似地呈线性变化关系,即

$$\lambda = \lambda_0 (1 + bt) \quad (3.4-11)$$

式中: λ_0 为当温度为 0℃ 时的导热系数; b 为由实验确定的常数,可为正值,也可为负值。

气体、液体和固体的导热系数相差较大。在固体中,金

属的导热系数最大,可达 $2\sim 200\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$;液体的导热系数次之,约为 $0.09\sim 0.7\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$;而气体导热性能相对较差,约为 $0.006\sim 0.6\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 。习惯上,把导热系数低于 $0.23\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 的物质称为绝热材料,如石棉、云母、陶瓷和玻璃纤维等。通常,物质的导热性能与其导电性能有相似的关系,这对于发电机内的绝缘结构要求是矛盾的,因为既希望绝缘的电绝缘性能好,同时又希望其热绝缘性能差(即导热性好)。这种要求单从其物理特性上看似乎是不可兼得的,但近年来,随着科研水平的不断提高,发电机绝缘材料的性能不断改善,在电绝缘性能提高的同时,其导热性能也大大提高。过去一般绝缘材料的导热系数为 $0.16\sim 0.18\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,目前采用的少胶材料导热性能可达 $0.22\sim 0.26\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,这为降低发电机绕组温升起到了重要作用,也为空气冷却方式应用到 700MW 及以上容量水轮发电机创造了良好条件。

气体、液体和固体的导热系数不仅量值不同,它们随温度的变化规律也各不相同,以下分别对其进行叙述。

(1) 气体的导热现象从微观上讲是由气体分子间的移动和碰撞形成的能量转移,温度的高低反映了分子运行动能的大小,宏观上体现出导热系数的大小。因此,气体的导热系数随气体温度的上升而增大。按理想气体分子运动理论可知,气体导热系数为

$$\lambda = \frac{1}{3}\omega l\rho c_v$$

式中: λ 为气体导热系数; ω 为气体分子运行时的均方根速度; l 为气体分子自由运动的平均行程; c_v 为气体的定容比热容。

在忽略压力影响的情况下,气体导热系数与温度的关系可表达为

$$\lambda_t = \lambda_0 \left(\frac{T}{273}\right)^n$$

式中: λ_t 为当气体温度为 t 时的气体导热系数; λ_0 为气体温度为 0°C 时的气体导热系数; T 为气体绝对温度; n 为常数。对于空气, $n=0.82$; 对于氢气, $n=0.82$; 对于氮气, $n=0.8$ 。

(2) 液体的导热系数在 $0.09\sim 0.7\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 之间。大多数液体导热系数与气体相反,通常随温度的升高而降低,但水和甘油等液体例外。矿物油类导热系数随温度的变化规律呈负相关关系,可用正相进行描述

$$\lambda = \lambda_0 \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{\frac{3}{4}}$$

式中: ρ 为密度; ρ_0 为温度为 0°C 时的密度。

水、变压器油和润滑油的变化规律,见图 3.4-34。

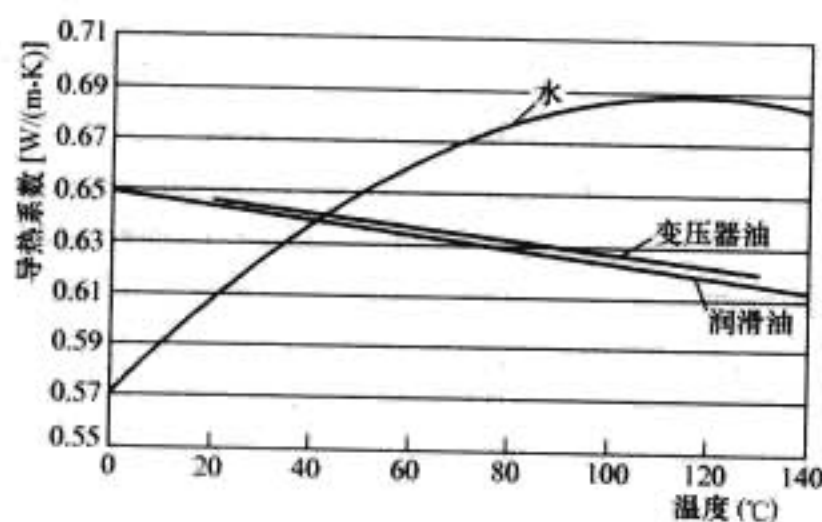


图 3.4-34 液体导热系数与温度关系

(3) 金属固体的导热系数与其分子结构有关。对于金属导热现象,微观上讲由两方面因素起作用,一是自由电子的

碰撞作用,二是金属分子的晶振现象,其中自由电子的碰撞作用占主导地位。当金属体温度升高时,其晶振加剧,有利于热量传递,而同时,晶振的加剧妨碍了自由电子的移动,反而减弱了传热作用,综合来看,金属导热能力是下降的。表 3.4-10 是部分金属材料导热能力随温度变化系数的比较。

表 3.4-10 部分金属材料导热能力随温度变化系数的比较

材料	铸铁	钢	铜	铝	银	硅钢片	锡
$b(10^{-4}/^\circ\text{C})$	-3.9	-4	-0.2	-4.5	-0.5	+3	-4.7

表 3.4-11 中列出了发电机中常见金属材料在常温下的导热系数值,供参考。

表 3.4-11 部分金属材料在 50°C 时的导热系数

金 属	导热系数 $\lambda[\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})]$
铸 铁	30~46
铸 钢	约 52
合金铸钢	27~37
普通碳钢	40~46
耐热钢	16
不锈钢	25~30
合金钢	33~40
非磁性钢	14~16
电解铜	约 390
易切削铜	380
黄 铜	110
青 铜	100
锌	110
铅	35
纯铝	220
铝锰合金	190
铝镁合金	130
铝铁合金	95~140

前面已经讨论过,金属材料的导热系数与温度呈负相关关系,这与金属的电导率变化规律是一致的,这种相似关系可以由维德曼—弗朗茨定律来描述

$$\frac{\lambda}{\sigma} = KT$$

式中: λ 为导热系数, $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$; σ 为导电率, $10^6\text{S}/\text{m}$; T 为绝对温度, K ; K 为系数,约为 $(2.1\sim 2.6)\times 10^{-4}$ 。

金属材料的导热系数分布在 $16\sim 390\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 范围内,其导热性能远远好于其他物质。同样不同金属间的导热系数值也相差较大。一般当导热性能良好的金属材料与导热性能相对较差的金属材料或非金属材料混合形成合金时,即便另一种材料含量较低,合金的导热系数也将远低于原金属材料。而合金材料的导热系数与温度则呈正相关关系。

表 3.4-12 列出了几种金属材料及其合金在不同温度时的导热系数值。

表 3.4-12 部分金属材料不同温度时的导热系数

材料	成分	W/(m·K)				
		0℃	100℃	200℃	300℃	400℃
铜	99.9%	386	379	373	369	364
黄铜	70%Cu+30%Zn	115	129	143	147	148
银	99.9%	411	415	412	373	361
铝	99.2%	221		205		
杜拉铝	96%Al	159	182	194	202	
35 号钢	C<0.5%	59	57	52	48.4	44.8
结构钢	C≈0.5%	55	52	48.4	44.8	42
不锈钢	18Cr8NiV2A	16.3	17.3	17.4	19	19

(4) 通常将导热系数 $\lambda < 0.23 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 的材料称为绝热材料, 水轮发电机中常用的绝缘和隔音材料基本上都是绝热材料。

绝热材料通常也具有电绝缘性能, 其特点是材料内自由电子较少, 热量传递主要靠晶振完成。因此, 当材料温度上升时, 随着晶振的加强, 材料导热性能也会提高。大多数材料随温度的变化规律符合式 (3.4-11)。

对于发电机的绝缘材料, 以 50°C 为基准, 温度每升高 1°C , 导热系数增大 $(0.16 \sim 0.3)\%$, 即 b 取 $0.0016 \sim 0.002$ 。这类材料的导热系数还与材料的多孔性、湿度、密度有关。一般地说, 湿度越高导热系数越大。对于多孔材料, 导热系数则与其密度大小相关, 密度越高则导热系数越大, 这实际上是对绝缘材料内部气孔多少的一种反映。目前, 主要的固体绝缘材料的导热系数约为 $0.25 \sim 0.5 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$, 约为空气导热系数的 10 倍, 由于绝缘材料自身的特点, 在加工过程中, 材料内部不可避免地存在着气孔, 气孔内部空气的存在将大大降低绝缘结构的导热系数。过去的 B 级绝缘水轮发电机绝缘层导热系数仅为 $0.16 \sim 0.18 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$, 导热性能相对较差, 这其中包含了绝缘层间的工艺性气隙(孔)的影响。随着绝缘材料成分和压制工艺的改进, 水轮发电机绝缘的导热性能逐步提高。特别是 VPI(真空浸漆技术)的应用, 使得绝缘层内部气孔大大减少, 有效地改良了水轮发电机绝缘的导热性能。B 或 F 级水轮发电机绝缘层导热系数可达 $0.2 \sim 0.22 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$, 采用了 VPI 绝缘工艺的水轮发电机 λ 值还可高于 $0.22 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。另外, 还有部分水轮发电机采用了整体浸漆工艺, 这使得绕组线棒与铁心间空气被绝缘漆所替代, 从而大大改善了线棒与铁心间的传热条件, 即降低了绕组主绝缘的热阻。这种工艺改进的结果是提高了热量由铜→主绝缘→铁心传递的导热系数, 而 λ 值的提高将导致温度降 Δt 的下降, 从而降低了依靠空气冷却的水轮发电机定子绕组相对于空气的温升。这种改良对于空冷大容量水轮发电机的设计尤为重要。

此外, 绝缘材料的导热系数还具有“热各向异性”的特点, 如各种纤维材料的导热性能在顺纤维方向和横纤维方向的导热性能相差很大。表 3.4-13 为部分绝缘材料和非金属材料的导热系数。

表 3.4-13 部分绝缘材料和非金属材料在 50°C 的导热系数 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$

材 料	导热系数 λ
瓷	1.1~1.6
石棉	0.2
云母	0.4~0.6
棉布、云母绸、亚麻布	0.04~0.07
漆布	0.15~0.3
纸	0.05~0.15
聚酰胺纸	0.13
硬纸板	0.2~0.3
浸渍纸	0.15~0.3
木材	0.14~0.3
胶纸板	0.23~0.28
玻璃布板	0.25~0.4
亚麻布底云母纸	0.08~0.2
云母浸渍布	0.15~0.2
褐云母 (25%黏合剂)	0.25~0.3

续表

材 料	导热系数 λ
压制云母箔	0.2~0.3
褐云母	0.23
集电环云母箔	0.17~0.23
云母—人造树脂绝缘	0.29~0.33
电木	0.15~0.20
环氧树脂	0.2~0.5
具有石英粉的环氧树脂	0.1~0.35
不饱和聚酯树脂	0.2~0.24
热塑性塑料	0.17~0.27
聚四氟氯乙烯	0.2~0.35
天然橡胶	0.9~1.0
烘干的浸渍漆	0.14~0.16
沥青化合物	0.10
石油	0.15

(5) 硅钢片本身的导热系数取决于它的含硅量和轧制工艺, 一般含硅量越大, λ 值越低。含硅量的大小也反映在磁滞损耗系数上, 实用中也可用不同磁滞损耗系数来划分硅钢片的导热性。对于不同厚度和绝缘情况的硅钢片叠片段的横向导热系数一般为 $1 \sim 6 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$, 纵向导热系数为 $16 \sim 60 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

在水轮发电机制造过程中, 铁心段的导热系数与叠装压力有关。压力越大, 片间残余气隙越小, 片间接触热阻越小, 导热系数越大。当压力大于 $(0.5 \sim 0.6) \text{ MPa}$ 时, 导热系数趋于稳定。一般大型水轮发电机的叠装压力要求大于 $(1.0 \sim 1.2) \text{ MPa}$, 故导热系数已达到稳定值。个别压装质量不好的发电机, 导热系数低造成铁心温度升高, 而温度越高铁心越松动, 形成恶性循环。

此外, 硅钢片在叠装前的表面处理质量对铁心叠片段的导热系数影响也很大。发电机铁心冲片一般要求表面光滑平整, 绝缘要求均匀, 边缘要求没有毛刺, 同时, 在叠压过程中要尽量保证环境的清洁, 避免灰尘、杂质进入片间。

目前, 国产硅钢片尚未正式公布导热性能的数据, 上述数据只是提供参考, 如有新的数据公布, 则应以最新材料数据为依据。

9.6.3 水轮发电机中的对流传热及牛顿放热定律

所谓对流传热是指流体流经固体时, 流体与固体表面之间的热量传递现象。对流传热由两种传热过程综合而成, 一是由于流体内存在温差, 流体分子热扩散而形成的导热作用; 二是由于流体中的热焓随流体运动而发生热量迁移作用。

9.6.3.1 对流传热的牛顿放热定律及影响因素

对流传热可由牛顿放热定律进行定量描述

$$Q = \alpha (T_w - T_a) S$$

式中: Q 为单位时间内通过面积 S 的热流量, W ; α 为对流传热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; S 为固体表面散热面积, m^2 ; T_w 为固体表面温度, K ; T_a 为流体平均温度, K 。

其中, 表面散热系数 α 与流—固温差可以用对流传热热流密度来表示, 即

$$q = \alpha \times (T_w - T_a)$$

表面散热系数 α 是表征对流传热过程中换热强度的一个重要指标, 在数值上等于单位时间内通过单位对流传热面积且在流体温差为 1°C 时所传递的热量。在工程传热分析中, 准确确定 α 值十分重要, 但也相对不容易确定。

从微观上分析,当黏性流体流过固体表面时,紧靠固体表面存在着一层厚度极薄的静止层,这个静止层只有几个分子层的厚度。在对流传热中,热流必须穿过这层静止层而进入壁面(或外层流体)。在静止的流体层中,热传递只有导热一种方式,所以某点单位时间对流传热量应等于在该点上单位时间内通过的热流量,即

$$dQ = \alpha_x (T_w - T_a) dS = -\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0} dS$$

进而

$$\alpha_x = -\frac{\lambda}{\Delta T} \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0}$$

以上公式为对流传热系数的数学表达式,也称为对流换热微分方程式。它反映了对流传热系数的本质,即 α_x 值决定于流体在壁面上($y=0$)的温度梯度和流体的导热系数。

对流传热过程的特点是:它是导热与热对流同时存在的复杂热传递过程;它必须有直接接触(流体与壁面)和宏观运动,流体与固体间也必须有温差;由于流体的黏性和受壁面摩擦阻力的影响,紧贴壁面处会形成速度梯度很大的边界层。影响散热系数值大小的因素较多,主要有以下几个方面:

(1) 流动起因。流动的起因是指驱动流体进行运动的外在条件,它主要有自然对流和强制对流两种方式。

其中,自然对流是流体因各部分温度不同而引起密度差异,这种差异在重力环境下会产生浮力,使得高温气体上升而低温气体下降的一种流动现象。强制对流则是指由于外力(除重力以外,如:泵、风机、水压头)作用驱使流体所产生的流动。

不同的流动起因往往决定了流体的流动状态,如流速的高低、层流或湍流(紊流),而这些流动状态直接决定着传热效果的好坏。在发电机中,由于大换热量的需求,冷却空气绝大多数情况下处于强制对流状态,其驱动力包括水轮发电机本身旋转部件如转子支架、磁轭、磁极等;在某些紧凑型结构的发电机中设置风机以加强空气循环强度。

(2) 流动状态。流体流动状态主要有两种,即层流状态和湍流状态(即紊流)。其中,层流是指流体在流动过程中,其整个流场呈一簇互相平行的流线的流动状态。湍流则是指流体在流动过程中,流体质点做复杂无规则的运动的流动状态。流动状态的不同对换热的影响是显著的。一般来说,湍流状态下对流传热的强度要大大高于层流状态。

(3) 流动中介质有无相变情况。通常所说的对流传热是指流体在没有相变情况下的热量交换现象,即“单相传热”。当流体在发生诸如凝结、沸腾、升华、凝固、融化等物理变化时,其吸热量或放热量比普通热传导和对流传热要强烈得多。蒸发冷却方式就是利用了冷却介质的“沸腾”和“凝结”现象来实现吸热与放热过程的,其局部的换热能力大大高于空气冷却方式。

(4) 换热表面的几何因素。包括内部流动对流传热(管内或槽内);外部流动对流传热(外流平板、圆管、管束)。两种流动都存在于水轮发电机内部的换热中,如定子铁心风沟内是内流传热,而定子绕组端部的表面则是外流传热。综合来讲,对流传热系数 α 是以下各变量的函数

$$\alpha = f(v, T_w, T_a, \lambda, C_p, \rho, \mu, l, \Omega)$$

式中: l 和 Ω 即是表征几何特点的参数。

(5) 流体的热物理性质。

9.6.3.2 边界层对对流传热的影响

由于流体具有黏滞性,当流体流过固体表面时,无论流体的流动是处于层流状态还是处于湍流状态,在靠近固体表

面附近均存在一个流速急剧变化的流动薄层,通常称为边界层或附面层,见图3.4-35。

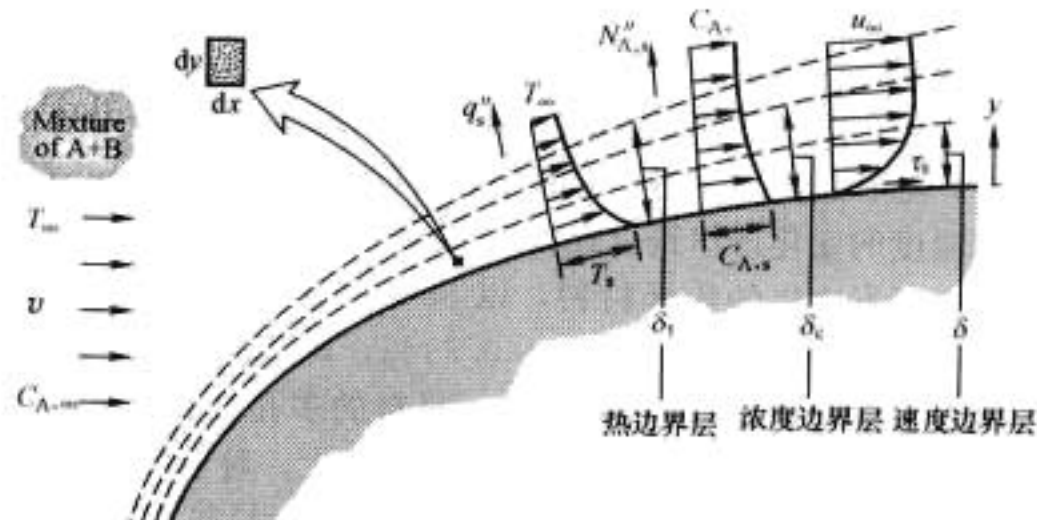


图 3.4-35 对流传热边界层示意

与流动边界相似,在流—固耦合表面附近,由于流体与固体的温差,也存在一个温度急剧变化的流体薄层,称为热边界层。由于在热边界层以外,流体温度不再发生明显变化,故对流传热过程主要发生在热边界层以内。理论分析与实验结果均表明,流体流动速度决定其流动状态,也决定边界层的厚度,边界层厚度的减小会使导热作用加强,同时流速的增大也会使流体内部相对运动加强。综合而论,流体流速的提高会使对流传热作用加强,对流传热系数增大。

由于黏性作用,流体流速在靠近壁面处随离壁面距离的缩短而逐渐降低;在贴壁处被滞止,处于无滑移状态。而从 $y=0, u=0$ (图3.4-36)开始, u 随着 y 方向离壁面距离的增加而迅速增大,经过厚度为 δ 的薄层, u 接近主流速度 u_∞ 。在边界层内平均速度梯度很大, $y=0$ 处的速度梯度最大。同时,当壁面与流体间有温差时,会产生温度梯度很大的温度边界层(热边界层)。

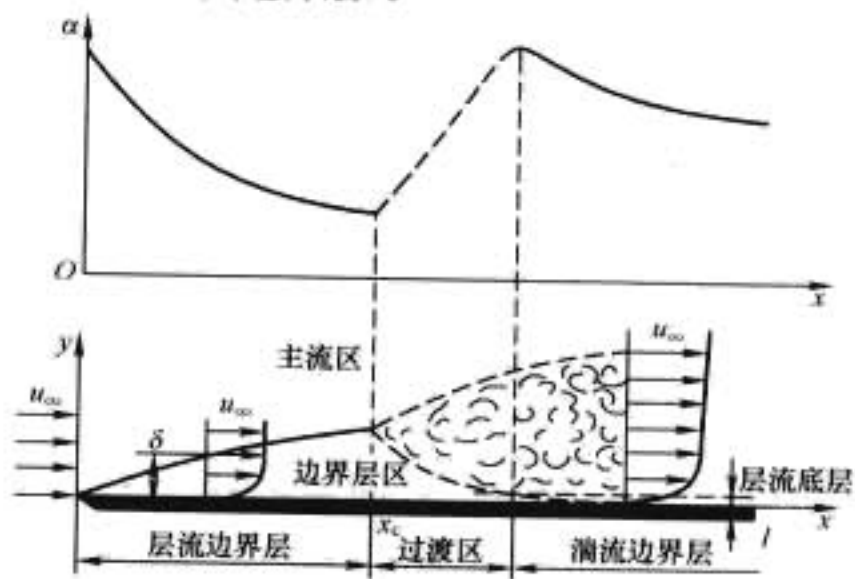


图 3.4-36 流动边界层的形成、发展及对流传热系数分布

如果流动边界层厚度用 δ 表示,热边界层用 δ_t 表示, δ 与 δ_t 不一定相等,但两边界层的状况决定了热量传递过程和边界层内的温度分布。当流动为层流形式时,温度边界层分布呈抛物线分布;而当流动为湍流形式时,温度边界层分布呈幂函数分布。 δ 与 δ_t 分别反映流体分子和流体微团的动量和热量扩散的深度。从图3.4-37可以看出

$$\left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{w,t} > \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{w,l}$$

故湍流换热比层流换热强。

$$\frac{\delta_t}{\delta} \approx Pr^{-1/3} \quad (3.4-12)$$

式(3.4-12)称为普朗特准则。其中 Pr 为普朗特数($Pr = \frac{\nu}{a}$, ν 为流体运动黏度, a 为热扩散系数),是一个无量纲量,对于描述边界层厚度及边界层内速度与温度的分布具有重要意义。绝大多数气体和液体的普朗特数接近1或者

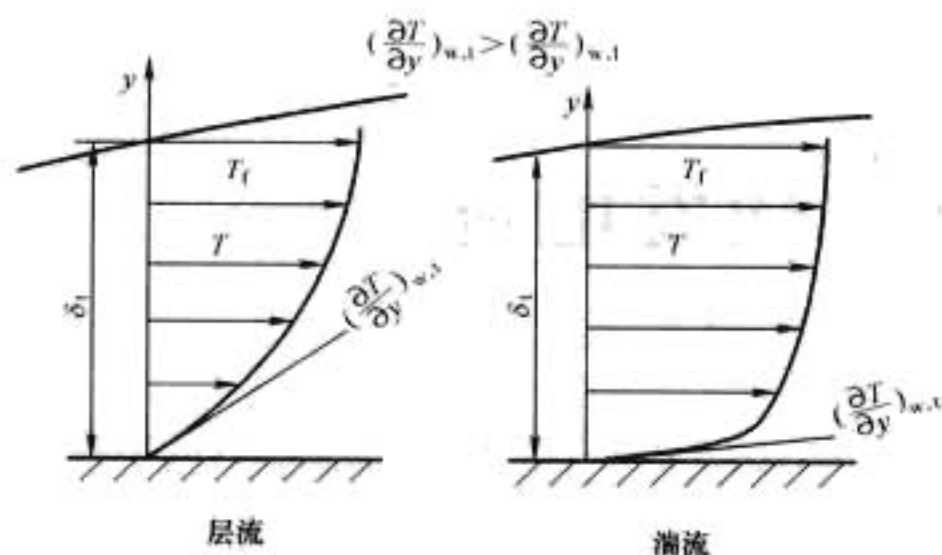


图 3.4-37 不同流动时的温度边界层

大于1, 即 $\delta_t \approx \delta$ 或 $\delta_t < \delta$ 。这意味着大多数对流换热现象, 多半都发生在边界层以内, 随着 Pr 的增大, 温度边界层将变薄。

9.6.3.3 水轮发电机传热计算及表面散热系数经验公式

水轮发电机在运行中, 定子绕组、铁心和励磁绕组等部位均存在热源, 在发电机冷却过程中, 这些热量最终都要传递给空气, 再由空气传递给二次冷却水。而在热传递过程中的传热方式, 通常都是热传导与对流传热的组合形式。常见的是热量先从固体内部(如定子绕组铜线)以传导的方式经过一种或几种固体介质传导到固—气交界面(如定子铁心风沟表面), 再以对流传热的方式将热量传递给空气。

在传热中, 传热条件的好坏可以用热阻表达。传导方式的热阻可表达为

$$R_c = \frac{l}{\lambda S} \quad (3.4-13)$$

式中: R_c 为传导热阻; λ 为传热路径材料的导热系数, $W/(m \cdot K)$; S 为传热路径横截面积, m^2 ; l 为传热方向路径长度(对定子齿部、轭部, 应取铁心厚度的一半), m 。

面对于气—固交界面的对流传热热阻有

$$R_t = \frac{1}{\alpha S_t} \quad (3.4-14)$$

式中: R_t 为传导热阻; α 为固体表面的平均对流传热系数(通常按经验公式计算), $W/(m^2 \cdot K)$; S_t 为对流传热表面积, m^2 。

不同的部位, 其热阻的组合方式不同。以定子绕组直线部分的传热为例, 其传热方向有三个: 一是发生在线棒内部, 热量沿线棒轴向向端部传导; 二是发生在绕组与定子铁心接触部分, 热量以传导方式通过绕组主绝缘进入定子铁心和槽楔, 再以传导方式通过定子铁心段和槽楔, 最终通过定子铁心和槽楔表面传递给定子风沟或气隙中的空气; 三是发生在定子绕组处于定子风沟内的部分, 热量先以传导方式穿过主绝缘, 再以对流传热的方式传递给定子风沟中的空气。在传热过程中, 不同热阻之间可以以串、并联的方式进行合并以简化热路, 见图 3.4-38。热阻的串、并联计算方法与电阻串、并联计算方法相同, 分别有

$$R_{串} = \sum_{i=1}^n R_i$$

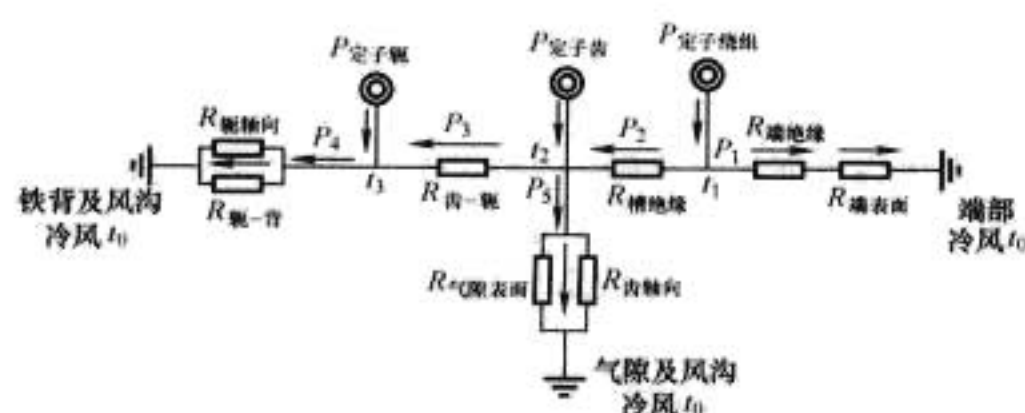


图 3.4-38 定子等效热路图

$$R_{并} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}}$$

在传热路径中, 对于传导传热(比如定子铜线→主绝缘→铁心), 热流通过热阻时产生的温差一般可按下式计算

$$\Delta t = \sum PR_c$$

式中: Δt 为热阻上的温度降, K ; $\sum P$ 为流经热阻的热量, W ; R_c 为传导热阻(按式 3.4-13 计算), K/W 。

对于固体表面向空气的对流传热, 基本计算关系可按下式计算

$$\Delta t = \sum PR_t$$

式中: Δt 为固体表面与空气平均温度的差值, K ; $\sum P$ 为流经热阻的热量, W ; R_t 为对流传热热阻(按式 3.4-14 计算), K/W 。

通常, 在确定了水轮发电机内各部分热阻后, 采用叠加法进行热计算。具体做法是逐个计算每个热源在热路中产生的热流的数值和方向, 同时假定其他热源不存在, 然后求出每一支路中在各个热源单独存在时的热流数值, 并求出其代数和, 再根据各支路的热阻, 求出各热阻上的温度降。在计算某部分温升时, 往往不需要把所有部件的温度求出, 而是把该部件到冷风的最短传热支路中的各元件温度降求出即可。

9.6.3.4 水轮发电机内部分发热表面散热系数经验公式

水轮发电机中, 不同散热部位的表面对流传热系数一般由经验公式进行计算, 以下是部分计算公式, 仅供参考。

(1) 定子内沿表面的对流传热系数

$$\alpha_g = 22.2 (1 + 0.1 v_2)$$

式中: α_g 为定子内沿表面的对流传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; v_2 为转子表面旋转线速度, m/s 。

(2) 定子铁心风沟表面的对流传热系数

$$\alpha_s = 22.2 (1 + 0.25 v_s)$$

式中: α_s 为定子铁心风沟内表面的对流传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; v_s 为定子铁心风沟内空气平均流速, m/s 。

(3) 定子绕组端部表面的对流传热系数

$$\alpha_e = 16.67 (1 + v_e^{\frac{1}{2}})$$

式中: α_e 为定子绕组端部表面的对流传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; v_e 为定子绕组端部空气平均流速, m/s 。

(4) 励磁绕组表面的对流传热系数。

对于带散热匝结构的绕组

$$\alpha = 22 (1 + 0.82 v^{0.69})$$

对于不带散热匝结构的绕组

$$\alpha = 22 (1 + 0.58 v^{0.69})$$

第5章 蒸发冷却水轮发电机

1 蒸发冷却水轮发电机的原理及特点

蒸发冷却水轮发电机是一种自循环冷却系统。定子线棒的空心铜线作为冷却介质通道，充入低沸点液态冷却介质后，当发电机运行时，线棒内的液态冷却介质通过比热吸热使温度线性上升，当温度达到压力所对应的饱和温度时，便以蒸发潜热吸热而部分沸腾汽化。冷却介质主流发生相变的点称为蒸发点，其后随着介质不断吸热，气态含量增多，蒸汽干度上升。因此，线棒出口处的蒸汽干度是表征系统热负荷能力的一个重要参数。根据沸腾换热机理，介质蒸发后的汽/液混合体温度不再升高，且因压力递减而略呈下降趋势直至线棒出口。与此相应的线棒导体温度具有相同变化和分布，从而将绕组所有线棒温度以介质蒸发吸热方式限制在相同的分布和量值。冷却介质部分汽化后，发生形态变化，在空心导体内的介质为汽/液混合态，其密度小于回液管中纯液态介质的密度。由于水轮发电机为立式布置这一特点，两个相连接竖管（回液管和空心导体）间的密度差在重力加速度作用下，产生驱动的动力（流动压头），该动力（压头）克服循环系统中的阻力压降（单向流动阻力、两相流动阻力和局部阻力）来维持一定流量的循环，使含热两相介质通过线棒上端集气管进入系统中压力最低的冷凝器，经与二次冷却水进行热交换后，还原为纯液态再流到回液管和返回线棒下端集液管，再次进入线棒内的空心铜线，进行新的一次循环，实现了无泵自循环系统，使发电机内部的热量带走进行冷却，见图 3.5-1。



图 3.5-1 蒸发冷却自循环系统示意

蒸发冷却发电机的定子线棒与水内冷线棒在结构上是相同的，都是采用空心铜线和实心铜线组合，因此也称为内冷却水轮发电机。

2 国内蒸发冷却水轮发电机运行概况及其成熟性

自 20 世纪 70 年代起，东方电气集团东方电机有限公司

（以下简称东电）与中国科学院电工研究所共同开发了水轮发电机蒸发冷却技术。该技术是一种新型的冷却技术，不仅可以提高材料利用率，减少特大型发电机的制造难度，降低发电机定子绕组运行温度及温差和发电机定子的热应力，减少事故隐患，更重要的是蒸发冷却比水内冷更具优越性。首先，由于蒸发冷却为自循环系统，其冷却介质不需要另外的水处理设备，所以不占用厂房布置面积。其次，消除了由于泄漏和氧化物堵塞造成事故的可能性，即使发生冷却介质泄漏，也不会产生事故，可采用减负荷运行，让发电机少介质蒸发冷却运行或空冷运行，待停机后再维修，这是水内冷发电机无可比拟的。

为了实现蒸发冷却技术在水轮发电机上的应用，东电先后在云南大寨水电厂 10MW 水轮发电机和陕西安康火石岩联营（小安康水电站）电站 52.5MW 水轮发电机上采用，经两电站长期运行后，证明运行安全、稳定、可靠，性能良好，并通过国家鉴定。为了使该技术能尽快地在大型水轮发电机上得以推广、应用，1995 年 6 月由原电力部科技司、水农司、安生司会同中科院应发局召开了蒸发冷却发电机战略研讨会，会上专家们一致同意将该技术应用到李家峡水电站 400MW 水轮发电机上。1996 年 12 月得到了国家批准，并列入国家“九五”重点攻关项目，就此，东电进行了李家峡水电站 400MW 蒸发冷却水轮发电机设计与制造。机组于 1998 年底制造完成并投入安装，1999 年 2 月正式并网发电，机组运行至今性能良好。李家峡水电站 400MW 定子绕组蒸发冷却水轮发电机成功运行，为该技术在大型水轮发电机上的应用提供了实践经验和数据。

蒸发冷却水轮发电机自 1988 年第一台云南大寨 10MW 发电机运行以来，相继投运 52.5MW 和大容量的 400MW 发电机，运行时间近 20 年。通过长期运行考验，机组运行可靠，各项性能指标达到预期效果。三台机组都经国家验收鉴定，并获得国家科技进步奖，因此，蒸发冷却技术在水轮发电机上的应用是成熟的。近期，为了使该项技术能在 700MW 级水轮发电机上推广应用，东电又进行了 700MW 级水轮发电机蒸发冷却真机模拟试验台试验，并取得了良好的结果，为蒸发冷却技术在 700MW 级水轮发电机上的应用打下了良好基础，也为该技术的推广应用提供了可靠的依据和保证。国内已运行的蒸发冷却水轮发电机主要数据，见表 3.4-3。

3 蒸发冷却介质

蒸发冷却介质是蒸发冷却系统中重要组成部分。因此，选用介质时，必须要求在不低于 180℃（H 级绝缘水平）的温度范围内保证其化学和热的稳定性；同时介质应与发电机广泛采用的金属材料和非金属材料有相容性；选用冷却介质还必须是无毒和符合环保要求，即臭氧层破坏潜能值 ODP 为 0。

选用蒸发冷却介质的主要物理特性参数应符合表 3.5-1 所列的规定指标。

表 3.5-1 蒸发冷却介质主要性能参数要求
(标准大气压下)

序号	参数	符号	单位	指标	备 注
1	沸腾温度	T_b	℃	$40 \leq T_b \leq 70$	按介质选者定出单一值
2	蒸发潜热	H	kJ/kg	>115	对应原用非标准单位 27.5 卡/克(cal/g)
3	冰点	T_i	℃	<-35	
4	液体黏度	μ	mPa·s	≤ 0.7	温度为 25℃ 时的测量值
5	击穿电压	U_m	kV/2.5mm	≥ 20	按 GB/T 507 标准测试
6	闪点	T_f	℃	无	

目前使用的部分冷却介质主要性能参数可参考表 3.5-2, 冷却介质的质量标准可参考表 3.5-3。

表 3.5-2 部分冷却介质主要性能参数

牌 号 化 学 成 分		V-XF	AE-3000	FLa
		$C_5H_2F_{10}$	$C_3F_7H_3O$	$(C_2F_5)_2N$
主要参数				
沸腾温度 (℃)	T_b	55	56	70
冰点 (℃)	T_i	-80	-94	-80
密度 (25℃) (g/cm ³)	ρ	1.58	1.47	1.74
液体黏度 (mPa·s)	μ	0.67	0.65	0.5
蒸发潜热 (kJ/kg)	H	132	163	116
闪点 (℃)	T_f	无	无	无
击穿电压 (kV/2.5mm)	U_m	30	35	50
环境特性	ODP	0	0	0

注 ODP—臭氧层破坏潜能值。

表 3.5-3 冷却介质的质量标准

名 称	数 值	试 验 方 法
纯 度	$\geq 99.9\%$	
不挥发残留物	$\leq 0.001\%$	
含水量	$\leq 0.005\%$	GB/T 7601
酸度 (mgKOH/g)	0.01	GB/T 264
外 观	无色、透明	

4 蒸发冷却水轮发电机设计特点

- (1) 蒸发冷却水轮发电机在运行过程中, 其沸腾换热和自驱动循环是相互依从和密切配合的, 从而使系统能适应发电机各种运行工况 (包括启动、停机过程和特殊运行工况)。随着所需传热量的多寡, 系统自行调整蒸发点位置、介质流量和蒸汽干度, 而这一过程每个线棒既不依靠外力也不涉及和影响其他线棒的自我调节和平衡过程。
- (2) 水轮发电机定子绕组运行温度水平由所选用冷却介质的蒸发温度所界定。
- (3) 蒸发冷却系统自驱动循环和沸腾换热方式决定了它以低压力、低流量运行, 当二次冷却水足量时, 冷凝器内介质所在空间几乎为零压状态, 而系统中各种部件所承受压力仅由内含介质的重力所产生。
- (4) 蒸发冷却水轮发电机定子绕组结构与水内冷水轮发

电机定子绕组结构基本相同, 通称为内冷却水轮发电机。因此, 第 4 章 8.2 节所叙述的水内冷水轮发电机的设计特点, 大部分也适用于蒸发冷却水轮发电机, 本章不再重复叙述。

5 蒸发冷却水轮发电机结构

5.1 总体布置

蒸发冷却水轮发电机总体布置基本与空冷水轮发电机相似, 但是总体布置应考虑冷凝器的布置。蒸发冷却水轮发电机的冷凝器通常可布置在上机架的支墩上, 也可布置在发电机机坑内的混凝土墙壁上, 视具体的发电机总体结构而选择。图 3.5-2 所示为 400MW 李家峡水电站蒸发冷却水轮发电机总体布置。

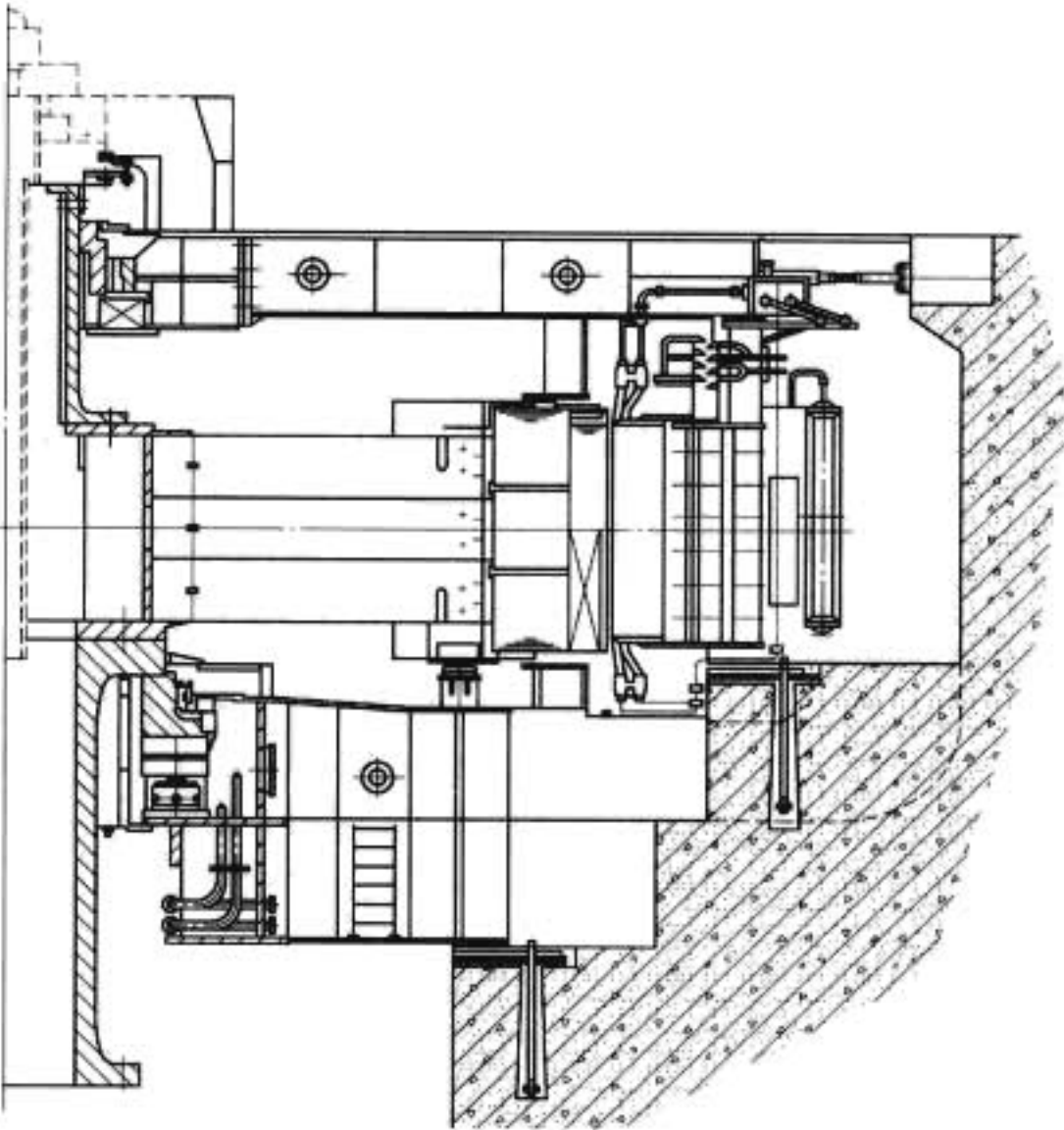


图 3.5-2 李家峡水电站蒸发冷却水轮发电机总体布置

5.2 蒸发冷却系统部分主要部件

5.2.1 定子线棒

蒸发冷却水轮发电机定子线棒由实心 and 空心股线编织换位制成, 与水内冷水轮发电机相似, 线棒两端配备液电连接接头。依据其运行原理, 每根线棒均构成一个冷却回路, 线棒间为单支路并联形式, 线棒两端通过密封接头和聚四氟乙烯塑料软管, 分别并联到集汽管和集液管。

5.2.2 定子汇流环和主引出线

定子铜环引线和主引出线的冷却方式, 通常视水轮发电机容量的大小决定, 可以采用空气冷却方式, 大容量水轮发电机也可采用蒸发冷却方式冷却。定子铜环引线和主引线采用蒸发冷却时, 两端通过密封接头和绝缘管, 分别并联到铜环引线和主引线专门设置的集汽环管和集液环管上, 单根铜环的相对高端接至集气环管, 低端接至集液环管, 可与定子线棒蒸发冷却系统共用冷凝器, 也可以单独使用冷凝器。

5.2.3 冷凝器

冷凝器是将汽/液态混合的介质所含热量经凝结换热, 由二次冷却介质 (水) 带走还原为纯液态介质的装置, 以释放潜热的凝结换热方式运行。冷凝器要求有一定的凝结能力

和足够的冷却水流量,其外形见图 3.5-3。

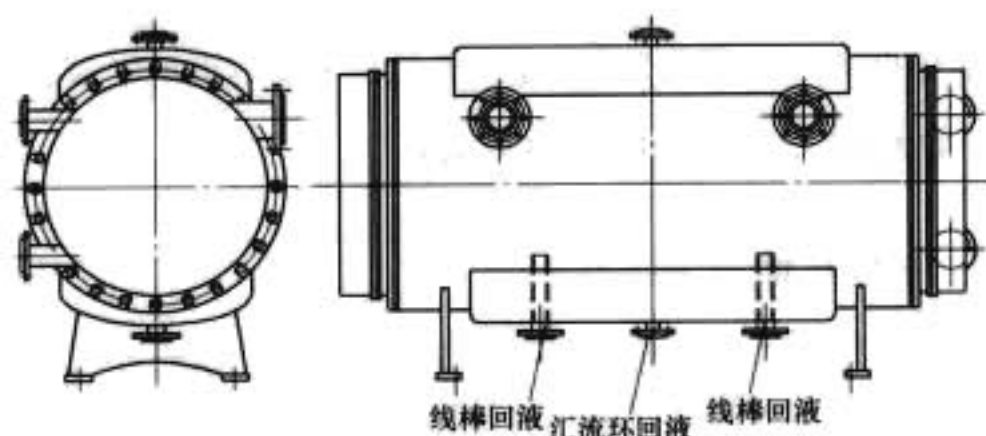


图 3.5-3 冷凝器外形

冷凝器由水箱盖、橡胶垫、冷凝器壳体等组成。冷凝器壳体由承管板、筒壁、换热元件(双层冷却管)及接头等零件构成。

换热元件(双层冷却管):内管采用不锈钢管(0Cr18Ni9Ti),外管为 T2 纯铜管。

冷凝器壳体一般采用奥氏体不锈钢材料。

冷凝器是整个蒸发冷却系统中的关键部件,承担冷却系统热量交换的重要功能。为确保长期安全、可靠运行,同时考虑蒸发冷却系统的工作压力低于二次冷却水供水系统的水压,可以考虑采用冷却元件为双层管的双管双板式结构的冷凝器。它具有良好的防漏功能,并带有漏水检测装置,能有效监测到冷却水的泄漏情况。冷凝器可根据需要设计一定的数量,均匀布置在上机架的支墩上,也可布置在发电机机坑内的混凝土墙壁上(每一个冷凝器对应一个管路冷却单元)。

冷凝器系统设置有均压环管,使各冷凝器之间相互连通,实现整个蒸发冷却系统的压力均匀,使线棒和汇流环(如果有)对应的冷却并联支路运行状况一致,各冷凝器带走的热量更均匀,即保证了水轮发电机定子绕组沿轴向和周向温度分布更均匀。

冷凝器供排水环管通常布置在机坑内空气冷却器供排水环管的正上方,采用全不锈钢管件,柔性接头连接形式,拆装方便,消除了水轮发电机本体振动造成的不利影响。管路的布置不影响发电机部件的检修和拆装。

冷凝器应按专用技术规范或协议进行气密试验和水压试验,不得有渗漏。

5.2.4 上集气环管/下集液环管

根据水轮发电机的总体布置和定子线棒端部尺寸,分别选择其直径。上集气环管因其内部通有两相介质,管径大于下集液环管,主要功能是将线棒中的蒸发两相介质汇集于此,使全部线棒的压力和温度均衡。环管材料为不锈钢管(1Cr18Ni9Ti),环管与接头连接处采用焊接结构。接头焊接后进行水压试验,要求焊缝不得渗漏。试验合格后,进行酸洗处理,然后封住所有接头,防止脏物进入。上集气环管/下集液环管在最终装配后,需进行密封试验。

上集气环管/下集液环管的布置可以上、下层线棒各自布置成独立的环管,以取消上、下层连接三通,减少工地焊接工作量,提高蒸发冷却系统的可靠性。

5.2.5 绝缘引气/液管

绝缘引气/液管的主要功能是将发电机定子线棒上、下两端通过它分别引至上集气环管和下集液环管,形成蒸发冷却系统回路。绝缘引管应采用与冷却介质相容的绝缘材料制造,通常选用聚四氟乙烯塑料软管。

绝缘引气/液管必须能满足耐电压、防振及防泄漏等要求,有关要求数据应在专用技术规范或协议中规定。

5.2.6 导流管

将两相介质从上集气环管引入冷凝器的连通管。

5.2.7 回液管

在冷凝器下部位置装设的一根竖管,下端与下集液环管连通,称为回液管。其功能是:储存一定高度的液态介质,借助自身重力提供循环动力;接受冷凝后的液态介质自由流入,以保持介质循环连续性。

5.2.8 均压管

通常要求各冷凝器间设有均压管,以保持各冷凝器之间的压力平衡。均压管的材质为不锈钢管。

5.2.9 排气管

蒸发冷却系统应设有排气管。排气管的设计布置应避免冷却介质在管内的冷凝堵塞,以确保排气管畅通,蒸发冷却系统运行安全。排气管也可兼作系统灌液。

5.2.10 密封构件

密封构件包括密封件、紧固件等。其中密封接头是保证蒸发冷系统不发生泄漏的关键部件,要求密封性能好,易于安装、检查和更换。

5.3 蒸发冷却系统部分检测系统

为确保机组运行安全、可靠,机组必须设有多个检测系统:包括定子绕组温度检测、液位检测、冷凝器压力、漏水和冷却水流量及进出水温度检测、发电机风罩内蒸发介质泄漏检测以及自动排气系统等。

5.3.1 温度检测

测温通常采用铂热电阻(PT100,三线制),在定子层间、定子线棒、冷凝器冷却水进出口及主引出线和汇流环等部位设置,分别测量各被测点的温度,一部分接入电站监控系统,一部分接入温度巡检装置。

5.3.2 液位检测

为检测蒸发冷却系统内部介质含量,应装设具有直观显示功能的液位计和液位信号变送装置。液位计与回液管并联,应安装在便于观察的位置。

5.3.3 压力检测

在蒸发冷却系统排气管、冷凝器进出水管和冷却水总管上安装压力表、压力信号器、压力变送器,进行压力检测。

5.3.4 冷凝器冷却水流量检测

在冷凝器进水总管和每一个冷凝器冷却水管上安装电磁流量计,来检测冷凝器进水管总管和每一个冷凝器冷却水管的流量。

5.3.5 冷凝器漏水检测

在每个冷凝器的适当部位设置一个冷凝器漏水报警装置,直接输出开关量信号送电站监控系统。

5.3.6 排气控制

当蒸发冷却系统的压力超过设定值时,通过排气进行降压,使系统保持合适的压力。一般通过电磁阀来实现。

5.4 蒸发冷却供排液系统

为便于灌液和排液,系统中还应考虑供排液装置。排液管一端与处于最下端的定子线棒集液管相连,另一端与布置在发电机机坑外侧的供排液装置连接。如果定子铜环引线和主引线也采用蒸发冷却方式,则汇流环集液管和定子线棒集液管应设有连通管和阀门,阀门只在排液时打开。排液时,将定子线棒集液管的排液阀和汇流环集液管的排液阀都打开,利用泵将冷却介质抽入到供排液装置内。

第6章 贯流式水轮发电机

1 贯流式水轮发电机概述

贯流式水轮发电机是一种利用低水头河流水力资源进行发电的水力机械。由于自然界低水头水力资源极其丰富,再加上其与传统立式、轴流转桨式机组相比有着显著的技术经济优势,多年来,人们一直致力于该种机型的发展,并取得了长足的进步。随着我国对低水头水力资源的开发利用,该种机型在我国得到了蓬勃发展,并具有广阔的发展前景。

贯流式水轮发电机通常采取水平卧式布置,并具有以下特点:

(1) 工作水头范围一般为 $2\sim 25\text{m}$,湖南洪江电站水头为世界最高,达 27m 。水轮机采用直的或简单弯曲式的尾水管,水流方向与机组轴线方向基本一致,形状简单,施工方便,过流通道的水力损失小,故水轮机转轮模型效率高,可较立式机高出 3% 。

(2) 单位流量大,可较立式机大 $30\%\sim 40\%$,在水头和功率相同的条件下,转轮直径可缩小。

(3) 单位转速高,可较立式机高 $10\%\sim 20\%$,转轮直径可缩小 $7\%\sim 11\%$ 。与相同容量的立式发电机组相比较,发电机的内径可减小 25% 以上,整个机组的重量可减轻 25% ,减少机电设备投资约 20% 。

(4) 厂房高度较一般电站低,结构布置紧凑,机组间距小,电站开挖量小,可布置在坝体内,取消了复杂的引水系统,淹没移民少,投资少,一般可节省土建费用 $20\%\sim 30\%$,工期短,收效快。

(5) 贯流式水轮机适合作可逆式水泵水轮机运行,由于进、出水流道没有急转弯,使水泵工况和水轮机工况均能获得较好的水力性能。应用于潮汐电站上,可具有双向发电、双向抽水和双向泄水等六种功能。因此,综合开发利用低水头水力资源,经济效益优良。

2 贯流式水轮发电机的类型和特点

贯流式水电站,尤其是厂房结构和布置,受贯流式机组型式的影响很大。按常规采用的贯流式机组型式,可把贯流式水电站划分为半贯流式和全贯流式两类。半贯流式水电站又可分成轴伸贯流式、竖井贯流式、灯泡贯流式。全贯流式、轴伸式、竖井式一般应用在小、中型水电站上,灯泡贯流式一般应用于大、中型水电站。

2.1 轴伸贯流式水轮发电机组

轴伸贯流式水轮发电机组简称轴伸贯流,指的是将水轮机安装在过水流道内,通过弯形流道吸水管排入下游的一种机型。由于流道和机组轴系的纵向剖面呈“S”形,轴伸贯流式也称 S 形贯流式。此种水轮机吸水管在低流速时对流量不均匀性很敏感,在水流迅速脱离转轮后,对主轴产生的附加扰动较大,因此,这种类型的贯流机组通常用于 6m 以上的水头。

轴伸贯流式机组,按主轴布置的方式可分为前轴伸、后

轴伸和斜轴伸等。

轴伸贯流式机组的一个首要特点是与轴流式机组相比没有蜗壳、肘形尾水管,土建工程量小。发电机置于流道之外的机坑内,通过一根穿过流道管壁的轴与流道内的水轮机相连(图 3.6-1 和图 3.6-2),当水头很低、水轮机转速不高且机组容量又较大时,为了适应发电机电磁和结构设计需要,在水轮机与发电机连接的轴间设有增速齿轮箱。

另一特点是:在流道内的转轮上游侧设有一个小的灯泡体,用以安放径向轴承、推力轴承和为转轮叶片传动装置供油的受油器。并且,由于灯泡体相对较小,流道进口外形尺寸也较小,因此其与压力钢管的连接极为方便。

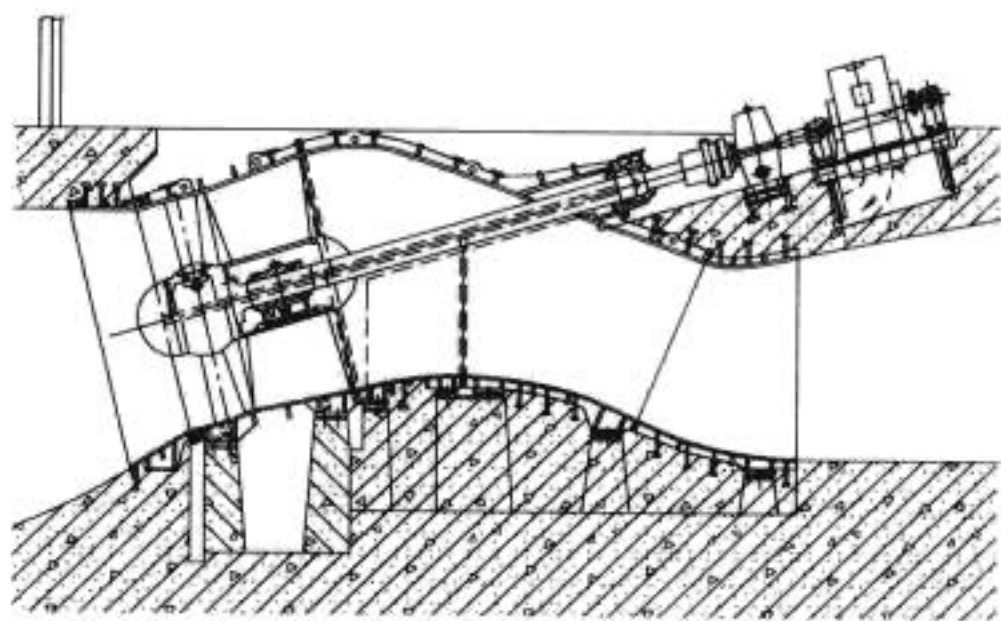


图 3.6-1 轴伸贯流式 (S) 水轮发电机组

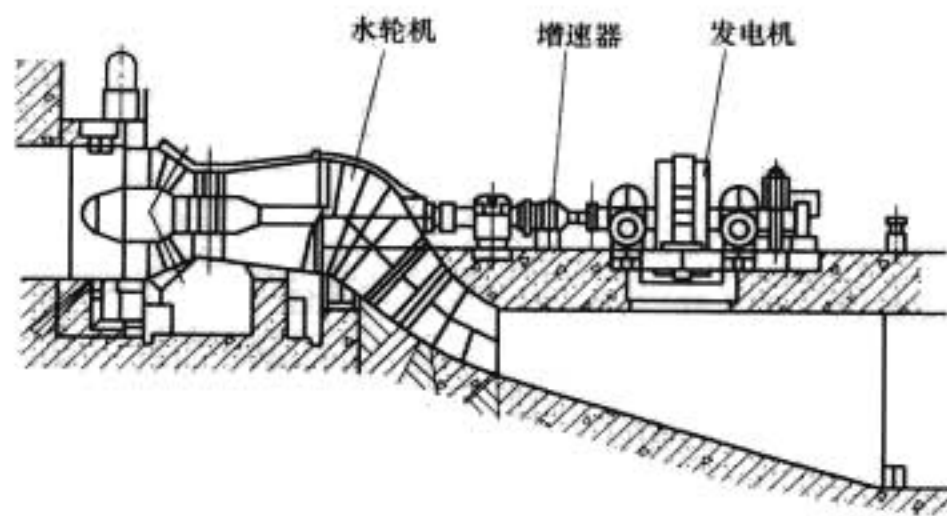


图 3.6-2 轴伸贯流式水轮发电机组总体布置

正是由于该类型发电机安装间的尺寸不受水轮机流道的限制,极大地方便了对发电机、增速齿轮箱等设备的安装和维护,造价也较低。但轴伸贯流式机组的弯尾水管对水轮机的性能却有较大影响,尾水能量回收效率低,水流方向的改变也会在一定程度上降低水轮机的效率。由于受流道限制,转轮直径一般在 3.5m 以内,最大不超过 4m 。另外,由于轴线较长,轴封困难,厂房噪声大,且主轴的伸长也对机组的轴振带来不利,轴系的临界转速降低,这些都是在机组选型时应当考虑的。所以,轴伸贯流式水轮发电机一般只用于小型机组。

轴伸贯流式机组由德国人库尼(Kuhne)于 1930 年发明并获专利。首台机组由瑞士爱舍维斯(Escher Wyss)公司设计,1952 年由阿里斯查密尔(Allis Chaimers)公司制

造, 安装在美国密执安州的劳沃波恩特 (Lower Paint) 水电站, 其发电机容量为 166kW, 转轮直径为 0.76m, 水头 6.1m。

目前, 世界上已运行的单机容量最大的轴伸贯流式水轮发电机为美国的奥扎尔卡 (Ozark) 水电站, 单机容量为 25.2MW, 转轮直径 8m, 设计水头 9.8m。1992 年, 东方电气集团东方电机有限公司 (以下简称东电) 与美国 Voith 公司共同设计、制造了安装在美国爱德华州的小道卡 (Mindoka) 电站的两台单机容量为 10MW 的直联轴伸贯流式机组, 是迄今为止我国自行开发制造的单机容量最大的同类型机组 (Voith 公司负责水轮机, 东方电机负责发电机)。

2.2 全贯流 (轮缘) 式水轮发电机组

这是一种特殊结构的贯流式类型, 它是将发电机的转子直接套装或焊在水轮机转轮的轮缘外侧, 其转轮同时兼作发电机转子支架之用, 实际上发电机转子和水轮机的转轮已结合为一体 (图 3.6-3)。当水流通过其转轮中部时, 推动转轮旋转, 由此而使安装在外圆的发电机磁极产生旋转磁场, 从而满足发电机定子线棒切割而产生电力之能量转换。

这种型式机组的特点是: 取消了水轮机和发电机的传动轴, 缩短了机组轴线尺寸, 结构紧凑, 水力特性优良, 厂房尺寸小, 整个工程造价低, 而且发电机转子的转动惯量较其他类型贯流机大, 有利于稳定运行。但这种机型叶片与发电机转子连接结构比较特殊, 制造工艺要求很高。且由于其结构设计的需要, 在转轮外圆与机组固定部分的分界面处要设置密封结构件, 以防止水流进入发电机定子和转子腔。显然, 这就要求在结构设计上必须采取特殊措施, 以防止水中的淤泥、砂砾对密封产生磨损而导致密封件的损坏。正是由于解决此类问题具有较大的难度, 该类型机组一般只适用于水头低、转轮直径小的机组, 实际采用较少, 在我国目前尚处于试验研究阶段。

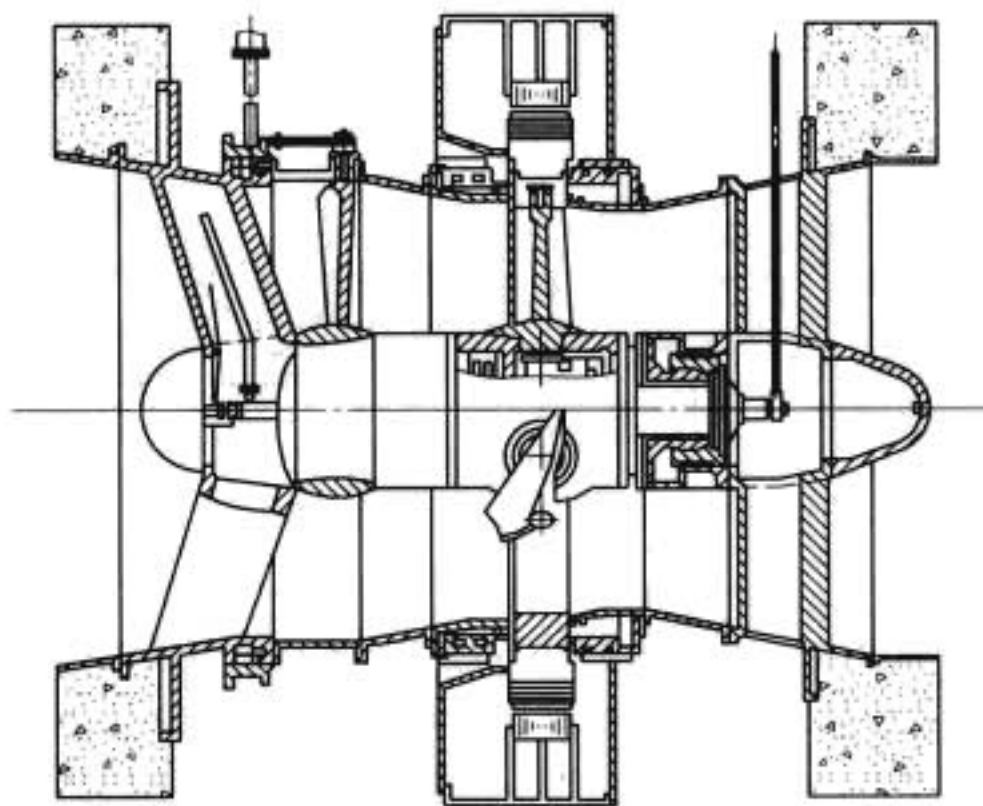


图 3.6-3 全贯流 (轮缘式) 水轮发电机组

全贯流式机组的设想最早是由美国人哈尔扎 (Harza) 于 1919 年提出来的。经过瑞士爱舍维斯公司近 20 年的努力, 于 1937 年制造出第一台样机安装在德国的莱茵河上, 其单机容量为 1753kW, 转轮直径为 2.05m, 最大水头 9m。目前, 由瑞士爱舍维斯公司制造的 1984 年投入运行的加拿大安娜波利斯 (Annapolis) 潮汐电站安装有一台最大应用水头 7.1m、转轮直径 7.6m、额定容量为 17.8MW (最大出力 20MW) 的机组, 是世界上单机容量最大的全贯流式机组。我国目前研制的 120kW、转轮直径 1.2m、最高水头

5m 的全贯流式机组, 已通过鉴定, 由武汉汽轮机厂生产, 安装在湖北白莲河水库渠首电站。

2.3 灯泡贯流式水轮发电机组

为了克服全贯流式机组密封技术困难的问题, 瑞士爱舍维斯公司于 1933 年提出了将发电机密闭于一个容器中, 且前置于水轮机前流道的全新设计方案, 并于同年获得专利。首台机组于 1936 年安装在波兰的诺斯汀 (Rostin) 电站并成功投产。该机单机容量为 195kW, 转轮直径 1.95m, 水头 3.7m。由于其结构和技术性能等许多方面均优于全贯流式机组, 因此在贯流式机组家族中得到了最广泛的应用和最快速的发展, 技术已趋成熟、完善。

现今世界上投产的灯泡贯流式机组已有几千台套, 总容量已超过 6000MW。目前日本日立公司为只见 (Tadami) 水电站生产的单机容量为 67.2MVA 的机组, 是世界上单机容量最大的灯泡贯流式机组; Kverner 公司为美国悉尼墨累 (Vidlia) 水电站生产的转轮直径为 8.2m 的机组, 是世界上转轮直径最大的灯泡贯流式机组。

我国在 20 世纪 60 年代初, 开始研制贯流式水轮发电机, 第一台 40kW 灯泡式水轮发电机于 1964 年发电, 以后又继续研制了 200kW 的行星齿轮增速的灯泡贯流式水轮发电机。自 20 世纪 90 年代以来, 灯泡贯流式水轮发电机组更是以突飞猛进的速度得到了长足发展, 一大批单机容量为 30MW、40MW 级的灯泡贯流式电站相继开工, 成批量的灯泡贯流式机组投入运行。目前正在研制的我国单机容量最大的灯泡贯流式机组, 为广西来宾的 57MW 桥巩电站, 转轮直径最大的机组为广西长洲水电站, 达 7.5m。国内大、中型灯泡贯流式发电机主要数据, 见表 3.6-1。2008 年底, 东方电机有限公司承接的 18 台单机容量 75MW 的灯泡贯流式机组将是目前世界上在制单机容量最大的机组。

灯泡贯流式机组是一种适应性最强、使用最广的贯流式机组结构。其特点是将整个发电机组均置于流道内。其中, 发电机的定子机座也为流道的一部分。由于从外形上看, 其前端的灯泡头、中间段的锥体及后段的定子机座一起极似一横卧放置的白帜灯泡, 故得此名 (图 3.6-4)。

灯泡贯流式机组引水流道为直通型, 整个机组布置于流道内, 发电机位于流道内的水轮机上游侧, 上游水流在流过发电机后进入导叶, 再推动转轮桨叶带动发电机旋转。灯泡贯流式机组的重量完全由管形座支撑, 管形座安装在混凝土基础上, 并承担机组的各种水力和电磁力载荷。灯泡贯流式水轮发电机组的结构相对较为复杂。

灯泡贯流式机组与全贯流机组相比, 不但回避了较复杂的密封问题, 同时在运行水头 8~15m 时, 其水力特性还更加优良, 并且转轮直径的选择范围也较大, 可选择相对较高的转速。这样, 若发电机灯泡比按 1.1~1.25 考虑, 则使发电机的设计、制造变得方便多了。

细分灯泡贯流式机组还有直联式、间联式、充压式、常压式、贴壁式、非贴壁式、一次冷却式、二次冷却式和带散热翅自身冷却式等多种结构型式, 可方便地根据需要来作出选择。

灯泡贯流式机组虽有较多的优点, 但也有其特殊的问题。如其发电机定子机座的直径受到流道的限制, 与常规机组发电机相比, 其直径要小的多, 这样 l/τ 值就相对较大, 由此而使解决发电机通风冷却问题变得较为困难, 需采用外加鼓风机等强迫通风冷却方式。另外, 灯泡贯流式机组的轴承结构布置紧凑, 安装、维护空间尺寸小, 操作较为困难。

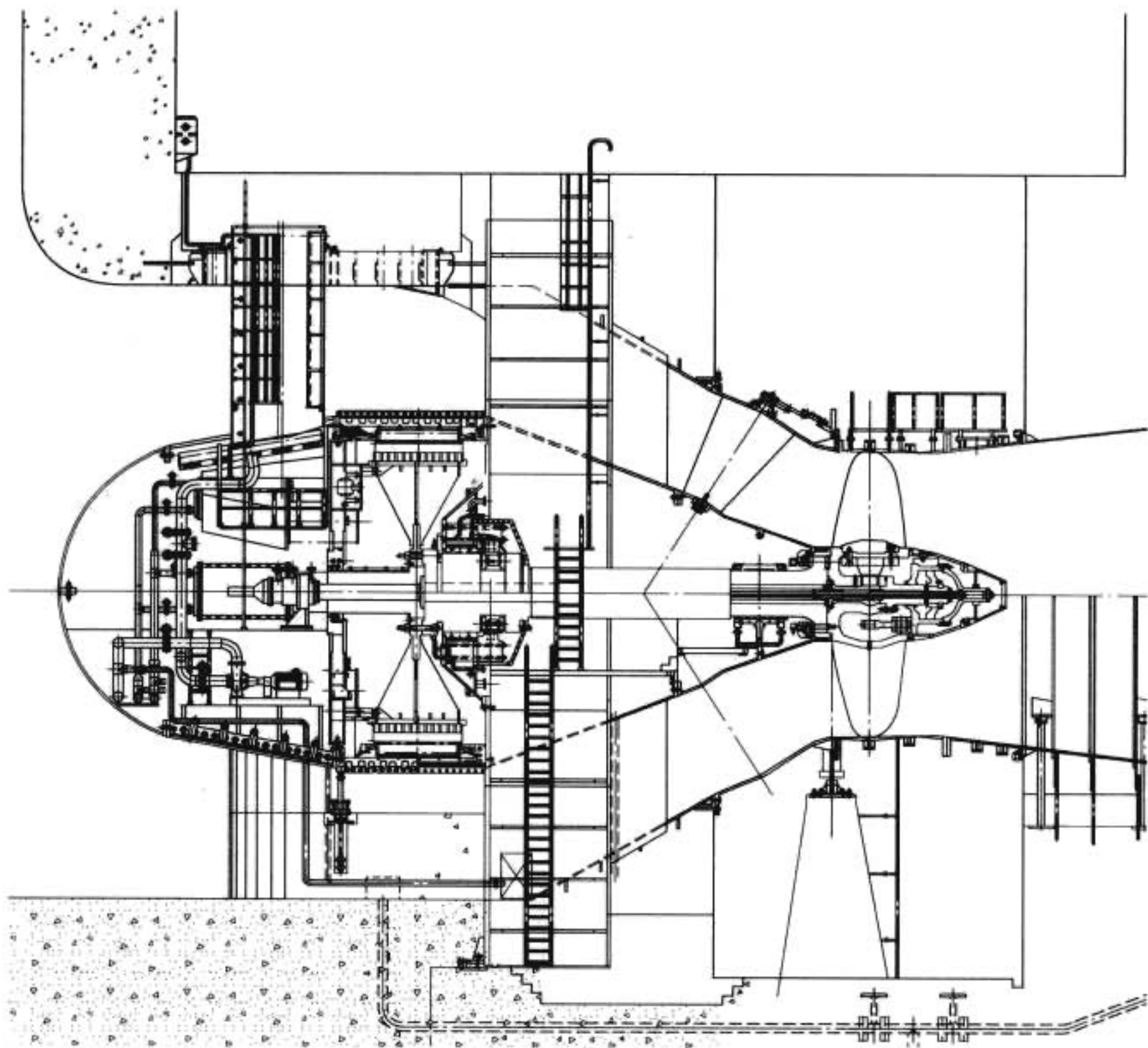


图 3.6-4 灯泡贯流式水轮发电机组

表 3.6-1 国内大、中型灯泡贯流式发电机主要数据

电 站	地 址	台 数	单机容量 (MW)	电 压 (kV)	功率因数	频 率 (Hz)	转 速 (r/min)	飞逸转速 (r/min)	投产时间 (年)
马迹塘	湖南	3	18	10.5	0.92	50	75	207	1983
南津渡	四川	3	20	10.5	0.9	50	150		1991
马回	四川	2	23	10.5	0.9	50	115.4		1991
渭沱	四川	2	15			50	93.8		1992
京南	广西	2	34.5	10.5	0.92	50	88.2		1997
百龙滩	广西	4	32.7	10.5	0.95	50	93.75	310	1996
高滩	湖南	3	19	10.5		50	100		1997
白垢	广东	2	10			50	78.9		1984
都平	广东	2	15			50	88.2	228	1992
安居	四川	2	15			50	88.2		1981
马骝滩	广西	3	15.5		0.95	50	90.9		1991
石面坦	湖南	3	9.96			50	125		1992
界牌	江西	2	10			50	78.9		1996
水宾	湖南	2	12.5			50	88.2		1994
慈利	湖南	2	10			50	78.9		1995
白石窑	广东	4	18	10.5		50	88.2		1998
孟州坝	广东	4	11.4			50	83.3		1997
王浦洲	湖北	4	27	10.5	0.9	50	71.4	222	
漠武	福建	2	15.5			50	88.2		1995
江口	广东	2	22	10.5	0.92	50	78.95		1998

续表

电 站	地 址	台 数	单机容量 (MW)	电 压 (kV)	功率因数	频 率 (Hz)	转 速 (r/min)	飞逸转速 (r/min)	投产时间 (年)
下池	河北	2	5			50	115.4		1994
高砂	福建	4	12.5			50	125		1996
玉溪	浙江	2	20	6.3	0.9	50	107.1		1997
大浦	广西	3	30	10.5		50	93.75		
凌津滩	湖南	9	30	10.5	0.95	50	78.94	252	1998
近尾洲	湖南	3	21	10.5	0.9	50	83.3		
濮阳	湖南	4	13.4			50	83.3		
沙县	福建	3	16			50	100		
大源渡	湖南	4	30	10.5	0.9	50	65.2		1998
飞来峡	广东	4	35	10.5	0.9	50	83.33	265	1999
斑竹	福建	2	15			50	88.2		1997
洪江	湖南	5	45	10.5	0.95	50	136.4	370	2003
贡川	福建	2	21.5	10.5		50	100		
尼那	青海	4	40	10.5	0.95	50	107.1		
株洲	湖南	5	29	10.5	0.95	50			
流滩坝	四川泸县	3	6	6.3	0.9	50	125	360	1993
黄泥滩	四川富顺	3	6	6.3	0.9	50	125	360	1996
贵港	广西贵港	4	30	10.5	0.92	50	78.95	265	1999
红岩子	四川南部	3	30	10.5	0.9	50	83.3	260	2001
桐子壕	四川武胜	3	36	10.5	0.92	50	83.3	250	2003
沙坡头	宁夏银川	4	29	10.5	0.9	50	75	230	2004
分水江	浙江桐庐	2	15	6.3	0.9	50	166.67	520	2005
桃江	江西赣州	2	15	6.3	0.9	50	166.67	520	2006
金银台	四川阆中	3	40	10.5	0.92	50	100	300	2005
大言	福建将乐	2	16	6.3	0.92	50	115.4	323	2004
黄潭	福建将乐	2	15	6.3	0.90	50	93.75	275	2006
新政	四川南充	3	36	10.5	0.92	50	93.75	280	2006
红花	广西柳江	6	38	10.5	0.85	50	107.14	315	2005
金溪	四川南充	4	37.5	10.5	0.92	50	115.38	345	2006
紫兰坝	四川广元	3	34	10.5	0.95	50	136.36	410	2006
六库	云南怒江	5	36	10.5	0.92	50	83.3	250	暂缓
长洲	广西梧州	15	42	13.8	0.92	50	75	260	2007
桥巩	广西来宾	8	57	10.5	0.92	50	83.33	265	2008

2.4 竖井贯流式水轮发电机组

竖井贯流式机组是灯泡贯流式设计思想的扩展，是超低水头水力资源的良好机型，其主要出发点是：在基本不改变流道断面的前提下，解决水轮机转速较低的问题，克服了轴伸贯流式改变流道断面而对水力性能影响带来的不足。

竖井式机组的特征是：水轮发电机安装在一个外形类似灯泡，又兼作流道部件的由金属或混凝土制造的通常称之为竖井的壳内，同时为了提高系统转速、方便水轮发电机设计，在水轮机与发电机之间，同轴装有一个增速齿轮箱。该机组除具有一般贯流式水轮机的优点外，因发电机和增速装置布置在开敞的竖井内，故其通风、防潮条件良好，运行和维护方便。竖井贯流式水轮发电机组总体布置，见图 3.6-5。

竖井贯流式水轮发电机组适用于 8m 以下的水头，虽主要部件中比灯泡式机组多了一个增速齿轮箱，但由于提高了发电机的转速，发电机的外形尺寸大大减小，从而使发电机的制造、安装、维护成本相应明显降低。

竖井式和灯泡式机型的应用范围会出现重叠。选型时应综合平衡要求，考虑工程费用、机组总效率、功率输出以及适用性、运行可靠性和维修性。

竖井贯流式机组已在世界范围内得到了广泛应用。最大的一台安装在美国俄亥俄州河上的 Murray 电站，额定出力为 19.4MW（最大出力为 25MW），水头 5.03m，水轮机转速 45.34r/min，转轮直径 8.4m。目前我国单机容量最大的竖井贯流式机组，为东电制造的安装在嘉陵江上的小龙门水电站机组，其额定容量为 13MW，转轮直径 6.5m，最大水头 6.4m。

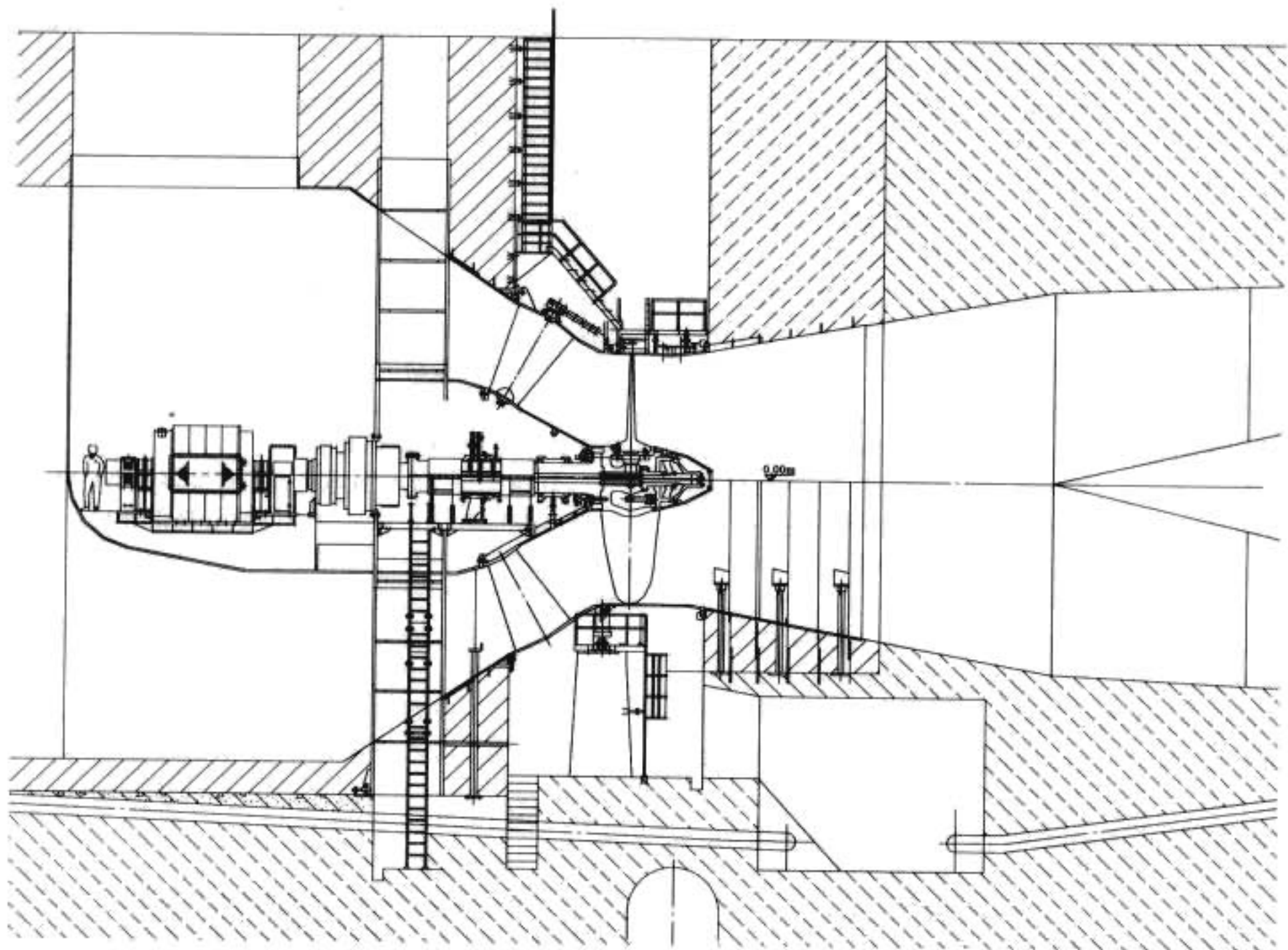


图 3.6-5 竖井贯流式水轮发电机组

3 灯泡贯流式水轮发电机

3.1 主要参数

灯泡贯流式水轮发电机较一般立式水轮发电机的转速低，转子极数多，因此，一般希望有较大的铁心外径，以方便众多磁极的布置，这样将使水轮发电机具有高而短的外形。但为满足水轮机流道的水力设计，提高机组效率，灯泡贯流式水轮发电机的定子直径却要设计得小些，定子铁心要长些。转子每极所占空间尺寸小，过小的铁心内径将导致转子散热困难，这一特点对水轮发电机的电磁参数、飞轮力矩、通风冷却及结构有直接影响。

3.1.1 灯泡比

灯泡比是发电机定子机座外径和水轮机转轮直径的比值。它是灯泡贯流式水轮发电机组的一个综合特征参数，是水轮机水力设计对发电机泡体外径的要求和限制。灯泡比选择过大，水轮机的水力特性变差，机组的效率降低；灯泡比选择过小，机组的飞轮力矩减小，甩负荷时的速度上升率增大， l_t/τ 值增大，通风冷却效果差。因此，在设计时，必须选择合适的灯泡比，一般选取在 0.8~1.2 之间，对 24m 以上较高水头、大容量的机组，灯泡比可选择到 1.3 的系数（水头超过 30m，卧式贯流式机组与立轴转桨式机组相比已显示不出其优越性）。另外，由于泡体尺寸的大小限制了人员进出，一般当水轮机转轮直径小于 2m 时，不宜采用灯泡贯流式，而应选择其他型式。

3.1.2 主要尺寸和电磁负荷

受灯泡比的影响，定子铁心内径选择的范围较小，约为常规发电机内径的 50%~70%，从而相应给发电机设计带来了困难。因此，在满足水轮机水力设计的前提下，应尽量

增大定子铁心内径 D_i 。

为满足输出功率的要求，在定子铁心内径被限时，只能增加定子铁心长度 l_t ，所以灯泡贯流水轮发电机的 l_t/τ 值均较常规发电机的大，一般大于 4，大容量的可达 7 以上。 l_t/τ 值太大，对发电机通风散热不利。为了缩短 l_t ，就必须提高电机的利用系数，即提高电负荷 A 和 B_e 。但电负荷提高，热负荷也随之上升，水轮发电机的单位损耗加大，对水轮发电机的散热又提出了更高要求。通常灯泡贯流式水轮发电机电负荷 A 的取值范围为 400~700A/cm（大容量发电机取上限），平均气隙磁通密度 B_e 取 0.7~0.9T（大容量发电机取上限）。

由于限定了定子铁心内径，转子每极所占的空间尺寸变小，因此，在转子设计时，应选择较细的阻尼条，尽量降低磁极靴高度。

3.1.3 额定电压

灯泡贯流式水轮发电机一般额定容量较小，且安装在水下，空气中湿度大，水分子含量高，当长期停机时，水轮发电机内部温度降低，绕组绝缘等较易受潮，而引起绝缘性能下降。另外，贯流机空间结构尺寸小，引线、铜环的布置必须满足不同电压下对地距离的要求，为了保证机组安全、可靠运行，它的电压取值通常比一般水轮发电机的低。

灯泡贯流式水轮发电机由于极数多，其气隙比一般水轮发电机的小，较大容量的水轮发电机在选择较低电压值时，就有可能选用多支路并联、集中布置的波绕组和叠绕组，以减小由于气隙不均匀而引起的单边磁拉力，有助于提高轴系的稳定性。水轮发电机电压与容量的关系，见表 3.6-2。

表 3.6-2 水轮发电机电压与容量的关系

额定容量 $S_N(\text{kVA})$	<400	40~ 12 000	6000~ 25 000	20 000~ 40 000	40 000 以上
额定电压 $U_N(\text{kV})$	0.4	3.15	6.3	10.5	13.8

3.1.4 额定功率因数和气隙长度

由于灯泡贯流式水轮发电机转速低、极数多，且受水轮机流道灯泡比的影响，机座泡体直径的选择受到限制，造成转子极距减小，放置励磁绕组的空间位置较小，设计的励磁安匝受一定限制，转子的单位负荷较高，磁极系统的漏磁增大，电抗较常规电机大，磁极铁心的极身磁密较高，导致转子散热困难，通风散热条件恶劣，这样需减小空气隙的取值。而空气隙的最小值又受到安装的方便性、机组运行安全性的制约，所以，在选择空气隙时，既要考虑机组在最大飞逸转速时转子的弹性变形，又要考虑到定子铁心自重、单边磁拉力、受热膨胀等因素的影响下，在铁心内圆产生的椭圆度。一般灯泡贯流式机组空气隙的取值较最佳电磁气隙大，这样，较常规机组而言，电抗大些，短路比大些，转子的发热因此高些。但是，可以保证机组运行的安全性及降低水轮发电机输出电压中的谐波分量。

此外，灯泡贯流式水轮发电机的功率因数 $\cos\varphi$ 较常规机组选得高些。因为，选择较低的功率因数，即增大发电机的无功功率输出，所需励磁安匝较多，来自结构和散热方面问题的压力增大。另一方面，由于灯泡贯流式机组的视在容量较小，即使取较小的功率因数，对整个电网贡献的无功功率总量也不大，反而使灯泡贯流机的造价增高，设计难度加大。综上所述，应提高灯泡贯流机的功率因数。

通常灯泡贯流式水轮发电机功率因数的取值范围为

$$S_N \leq 20\,000\text{kVA 时, } \cos\varphi = 0.85 \sim 0.95$$

$$S_N \geq 20\,000\text{kVA 时, } \cos\varphi = 0.95 \sim 1.0$$

3.1.5 飞轮力矩和时间常数

由于灯泡贯流式水轮发电机的定子铁心内径较小，所以其飞轮力矩 GD^2 和机械时间常数 T_{mec} 也相应减小。相比之下水轮机转轮的飞轮力矩 GD^2 在整个机组中所占的比重较

一般机组加大，约占 20%，机组的速率上升 β 值较大，一般为 60%，最大可达 91%。飞轮力矩过小，将使系统的动态稳定性降低。水轮发电机的飞逸转速 n_y 也比常规水轮发电机的高，其范围为 $(2.5 \sim 3.5)n_N$ ，因此此类机组不宜作调频运行。一般 T_{mec} 为 0.8~1.2s。

3.1.6 槽数

由于灯泡式水轮发电机的转子极数多，定子铁心内径小，造成发电机每极每相槽数 q 较小，一般 $1 < q < 3$ 。因此，在采用分数槽绕组时，应特别注意分数次谐波磁动势引起的定子铁心振动、齿谐波引起的电压波形畸变和对电话谐波因数 THF 的干扰，需对电压波形进行分析和计算。

3.1.7 定子铁心轭部宽度

灯泡贯流式水轮发电机由于每极容量小，电磁所需的铁心轭部宽度较小，但是较小的铁心轭部宽度不利于铁心压紧，其形成的铁心机械刚度也较小。机组运行时，当其电磁刚度大于铁心机械刚度时，会引起发电机铁心内圆有较大的变形，从而形成较大的气隙椭圆度。因此，在定子铁心轭部宽度设计时，主要是满足铁心轭部的刚度设计，轭部磁通密度只是其相应的数值。当然，定子铁心的具体结构，如冲片的搭接方式、铁心的叠压方式等也是确定此参数的因素。

3.2 结构设计

3.2.1 总体布置

当灯泡贯流式水轮发电机的电磁参数、主要尺寸、冷却方式确定后，需进行整个机组的总体布置。一般灯泡贯流式水轮发电机总体布置，见图 3.6-6。总体布置应从轴承的布置和支撑结构两个方面进行考虑。

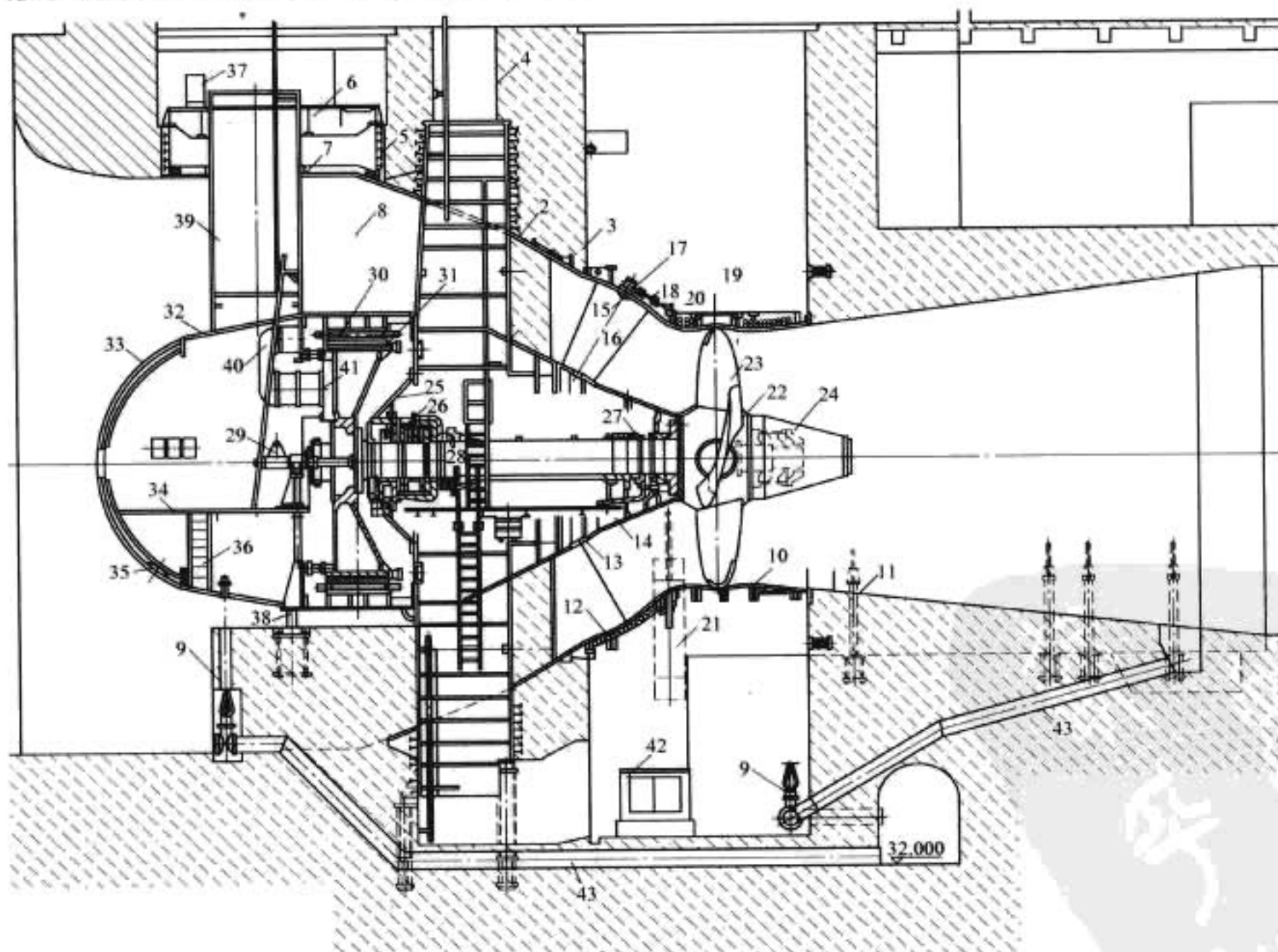


图 3.6-6 灯泡贯流式水轮发电机总图

1—内管形壳；2—外管形壳；3—前锥体；4—入孔管；5—框架；6—盖板；7—导水板；8—导流板；9—排水阀；10—转轮室；11—吸出管；12—外配水环；13—内配水环；14—导水锥；15—导水叶外轴承；16—导水叶内轴承；17—拐臂；18、19—连杆；20—控制环；21—关闭重锥；22—转轮体；23—叶片；24—泄水锥；25—轴承支持环；26—组合轴承；27—转轮侧导轴承；28—叶片回复装置；29—受油；30—发电机定子；31—转子；32—冷却套；33—灯泡头；34—中间台板；35—入孔；36—梯子；37—膨胀水箱；38—基础支撑；39—出入通道；40—导风洞；41—扇形隔板；42—油箱；43—排水管

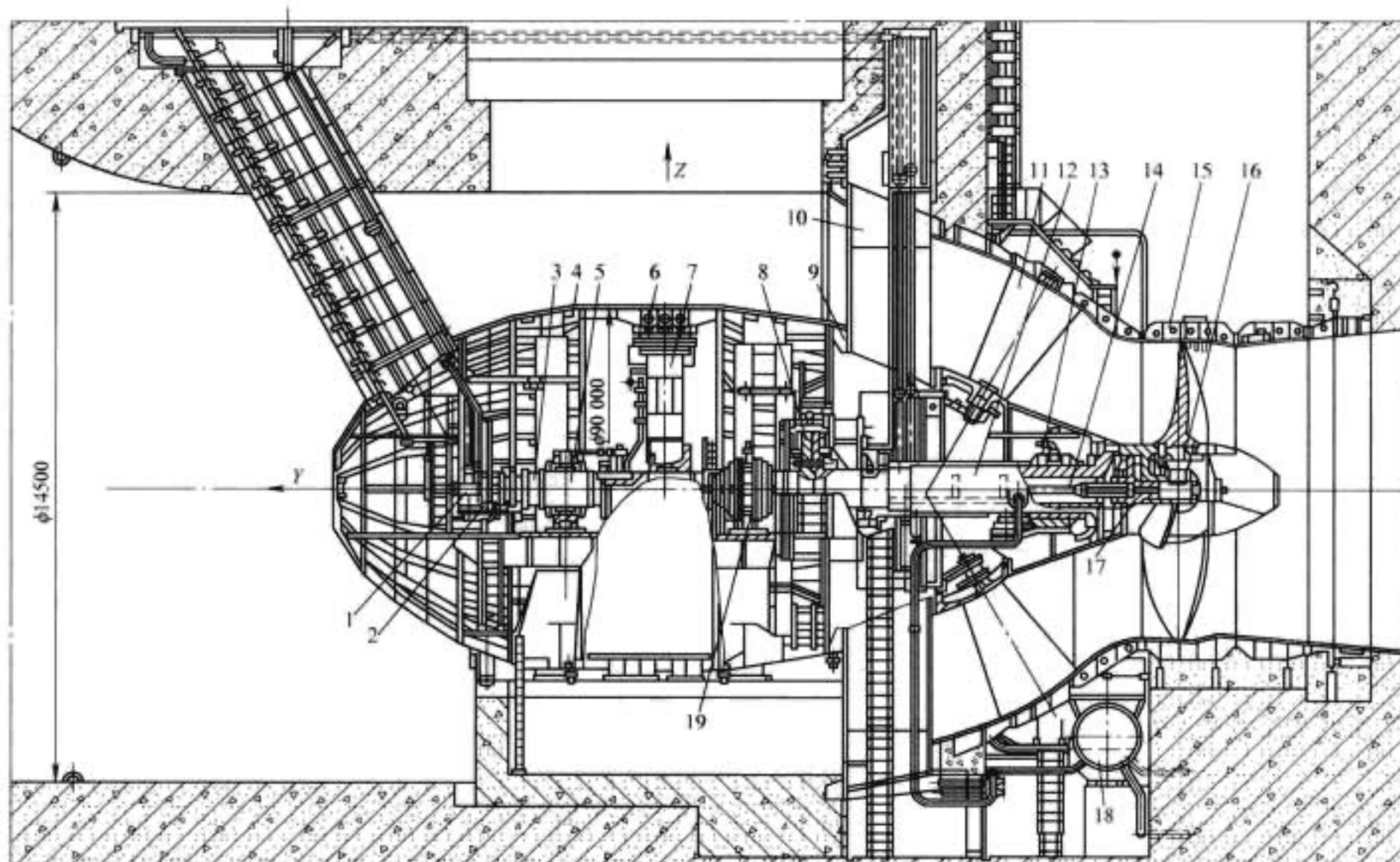


图 3.6-7 三轴承布置的灯泡贯流式机组

1—受油器；2—定子冷却进口；3—发电机轴；4—灯泡头；5、19—发电机轴承；6—发电机定子；7—发电机转子；8—接力轴承；9—水轮机内座环；10—水轮机座环；11—锥体导水机构；12—水轮机轴；13—水导轴承；14—操作油管；15—转轮室；16—转轮；17—转轮接力器；18—集油槽

3.2.1.1 轴承的布置

灯泡贯流式机组的轴承一般包括导轴承和推力轴承。轴承的布置和结构型式主要是根据机组轴系的质量、转速、挠度、轴系刚度等因素确定。

灯泡贯流式机组轴系的布置一般有两种方式，即两轴承和三轴承。无论是两轴承还是三轴承，轴系中的另一个轴承均为水导径向轴承，设置于靠近水轮机转轮处，主要承受来自水轮机转轮的质量。而发电机侧的径向轴承除承受不平衡径向磁拉力外，还要承受机组轴系转动部分在该轴承上的负荷分配，因此其负荷较立式机组的导轴承大得多。两轴承布置又有两种形式：将水轮发电机导轴承和推力轴承放置于水轮发电机转子上游侧或发电机转子下游侧。

两轴承结构的轴向长度短，结构紧凑，安装调试均较方便，整个发电机的造价也会降低。因此，只要单个轴承能承担相应的负荷，其润滑性能和机械强度满足稳定运行的要求，应首先选用两轴承结构。至于两轴承的布置位置，则应视实际情况而定。如将水轮发电机导轴承和推力轴承放置在转子上游侧，这样有利于轴系刚度及挠度的要求，但与设于转子上游侧的鼓风机等通风系统元件挤占空间，而且不利于发电机转子吊出检修。如将水轮发电机导轴承和推力轴承放置在转子下游侧，则发电机转子和水轮机转轮均为悬臂梁结构，即双悬臂双支点结构，这是所有卧式机组中轴向长度最短的，其结构紧凑，两轴承受力亦较均匀，发电机转子易于吊出检修，但轴承的装、拆较放置于上游侧困难，当灯泡体直径太小时，不宜采用。另外，对于双悬臂双支点支撑结构，需要核算发电机转子悬臂端的挠度，并采取措施保证气隙在相应的标准许可之内。目前，世界上大多数灯泡贯流式机组的轴系均采用双悬臂双支点支撑结构，且该结构机组的容量越来越大，单个轴承可承载的负荷越来越高。

三轴承结构是在两轴承无法满足轴承承载负荷和轴系的稳定性时，才考虑采用的结构。三轴承结构中的水轮发电机

两个轴承布置在转子上、下游两侧。三轴承结构虽然减轻了单个轴承的负荷，提高了轴系的稳定性，但使得整个灯泡体轴向尺寸加长，增加了机组结构的复杂性和制造成本，安装、调整较困难。现在世界上单机容量最大的灯泡贯流式机组，65MW的日本只见水电站机组就是采用的三轴承结构。三轴承布置的灯泡贯流式机组如图 3.6-7 所示。

3.2.1.2 支撑结构

灯泡贯流式机组的灯泡体，是一个大型薄壳外压力容器，它除承受水压力、重力、浮力、发电机额定扭力和温度应力等静载荷外，还承受轴转动扭矩和水压波动、机械振动、发电机径向单边磁拉力、定子短路磁拉力等动载荷。因此，灯泡体的基础支撑方式是决定灯泡贯流机组构架的重要因素，也是确保灯泡贯流机组安全、稳定运行的重要因素。

灯泡体基础构件的选择，除了充分考虑机组的强度、刚度、维修空间外，还要考虑其具有水力损失小、体积小、基础混凝土容易施工等多种因素。灯泡体的基础支撑，可以分为主支撑和辅助支撑两部分。目前，世界各国采用比较多的基础主支撑型式多为管形座结构。管形座结构简单，受力条件好，安装也较为容易、成熟，在我国的大多数机组上也得到了广泛应用。其次，早期还有座环结构。辅助支撑则有多种型式，它们的不同组合可以达到适用于各种不同容量的灯泡机组的支撑结构需要。辅助支撑通常有以下几种型式：

(1) 在泡体或机架外缘装设一定数量的径向拉杆，见图 3.6-8。但其拉杆的预紧力不易调整，且易受力不均匀，所以只适用于小容量机组。

(2) 在泡体外缘装设三个互成一定角度的钢支撑，其进入筒是支撑之一，见图 3.6-9。同时，还可在机架外缘增设若干径向拉杆。

(3) 在泡体外缘装设与水平方向垂直的四支点支撑，见图 3.6-10。

(4) 在泡体或机架下面装设两个支墩，与上面的进入筒

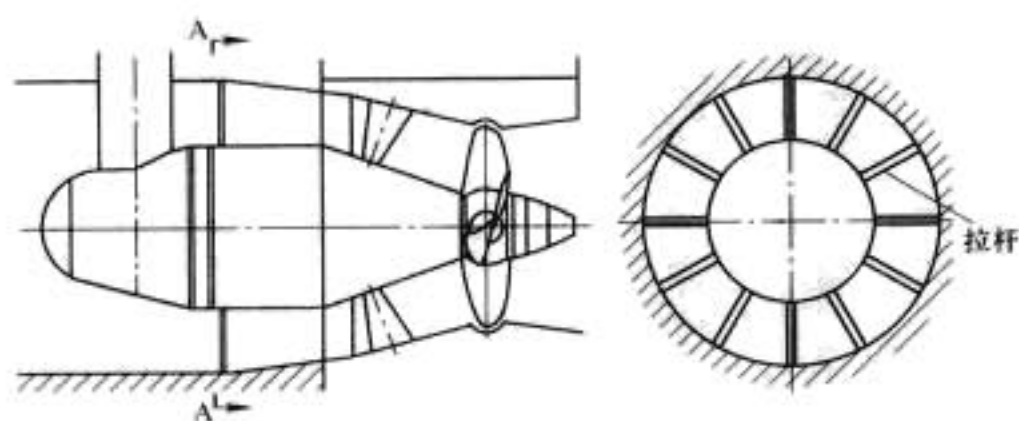


图 3.6-8 径向拉杆支撑

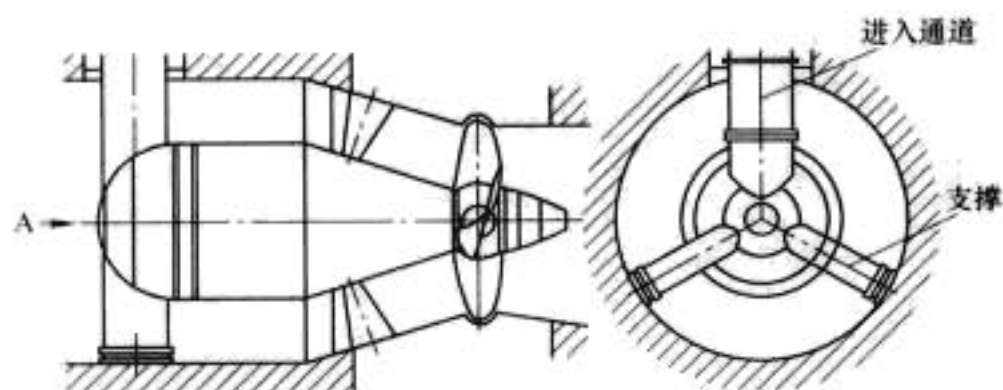


图 3.6-9 三个互成一定角度的钢支撑

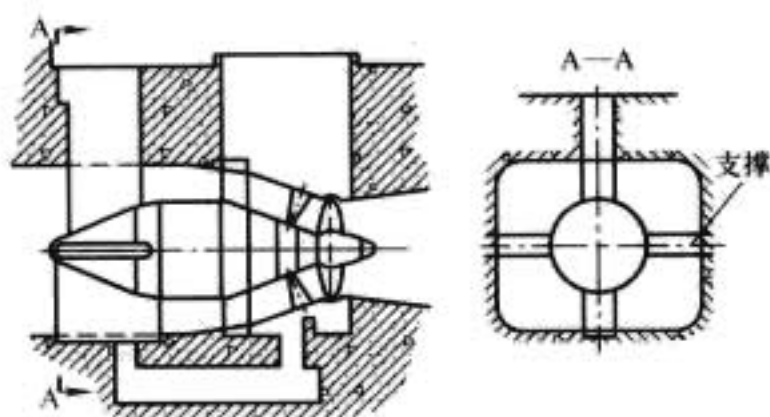


图 3.6-10 四支点支撑

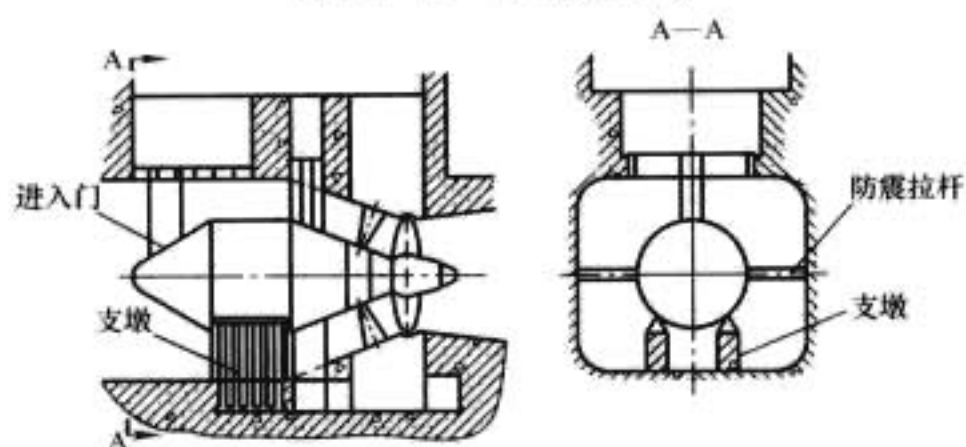


图 3.6-11 两支墩支撑

组合成支撑结构，两侧装设防震杆，见图 3.6-11。

(5) 在泡体、机架和定子机座上面及机座下面装设上、下支撑，下面支撑是流线型的混凝土基础。水轮发电机不能从上游侧吊出，只能从水轮机吊装孔吊出。这种结构可使灯泡体变形小，水工结构简单，但由于上面支撑为钢板结构致使机组造价提高，见图 3.6-12。

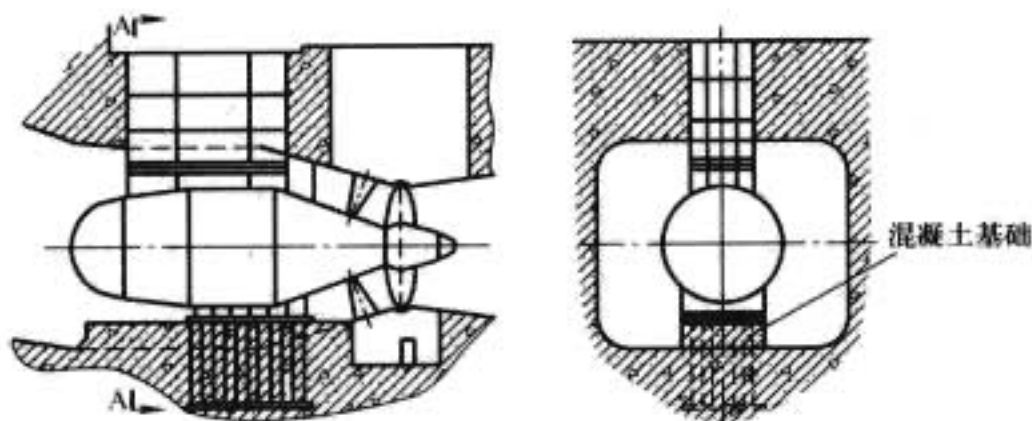


图 3.6-12 混凝土支墩结构

(6) 在泡体下面装设两个支脚并放在大混凝土支墩上。这种结构只承受机组自重，并允许机组轴向、径向有微偏移，其相应预紧螺栓多采用不锈钢双球面结构，两侧还装有两个防震杆，见图 3.6-13。这种支撑结构的优点是：安装检

修方便，机组的稳定性较好。

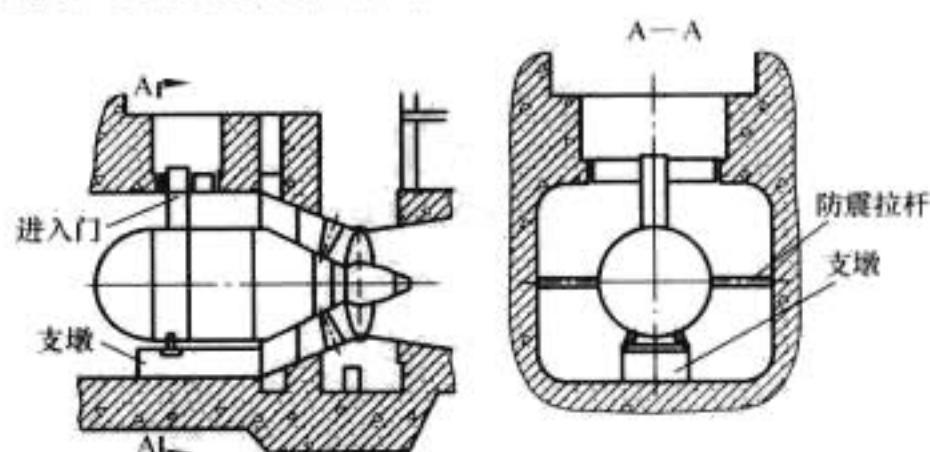


图 3.6-13 大混凝土支墩结构

3.2.2 主要结构部件

3.2.2.1 定子

在满足运输条件时，定子机座应尽量采用整圆结构。对于运输条件无法满足，不得不采用分瓣机座的，首先应选择最少的分瓣数，其次应在工地将它组焊成整圆并探伤，封水合格后，进行铁心整体叠装和下线，以减小变形，保持密封良好。

根据不同的冷却方式，灯泡贯流式机组的定子机座一般有 4 种结构方式：定子机座框架结构；定子铁心贴壁结构；具有冷却翼片的双层筒结构；外管式结构。这几种结构方式的选择，要根据发电机容量的大小、机械强度，最主要的是结合发电机的通风冷却方式等来确定，前两种结构是使用最广泛的灯泡式机组的定子机座结构。

(1) 定子机座框架结构。机座框架结构与一般立式机组相同，见图 3.6-14，定子铁心与机座的连接和固定也多采用传统的定子鸽尾筋和拉紧螺杆结构。该结构的优点是：定子机座刚度大，变形小，相对重量轻，适用于大容量、泡体直径大的机组，而且这类机组的铁心通风散热面积最大，对损耗大的铁心冷却更有效。因此，单机容量超过 20MW 的机组一般采用框架式机座，我国大型灯泡贯流式机组的定子机座都选择框架式结构。

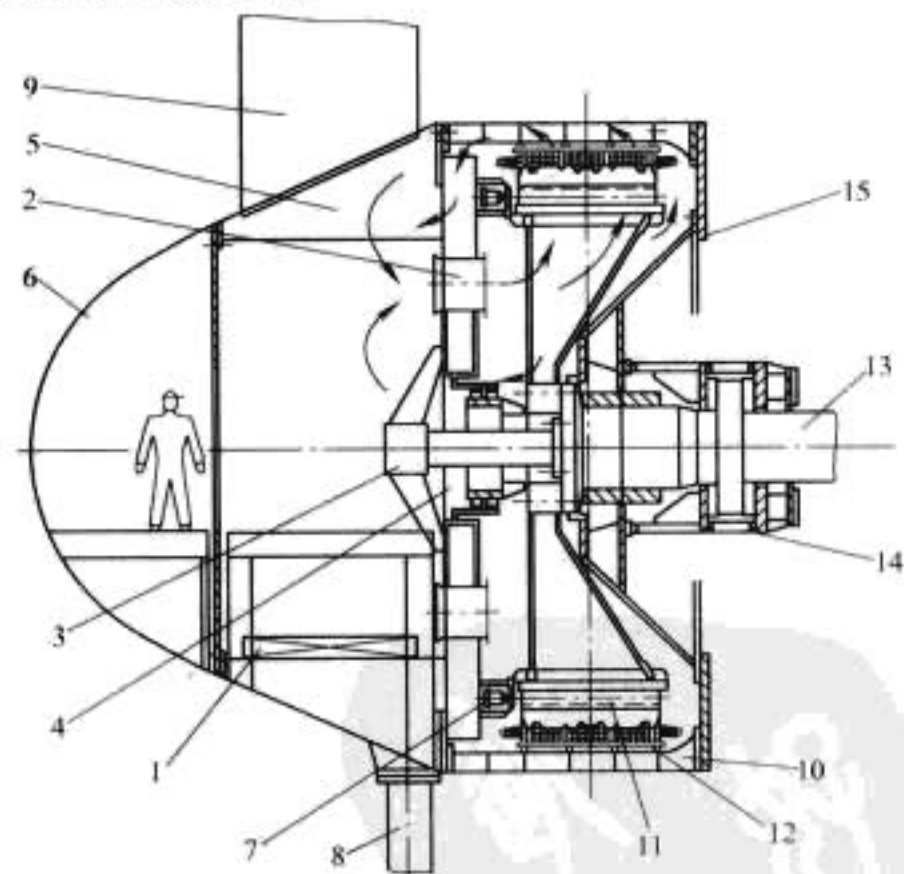


图 3.6-14 定子机座框架结构

1—空气冷却器；2—风机；3—送油装置；4—发电机隔板；5—制冷室；6—灯泡头；7—制动装置；8—球面支撑；9—进入孔；10—发电机定子机座；11—发电机转子；12—发电机定子；13—大轴；14—发电机轴承；15—轴承支架

(2) 定子铁心贴壁结构。该结构是定子铁心直接与机座壁相贴紧，定子机座除机座外壁和上、下游侧的把合法兰外，无机座内筋板，见图 3.6-15。该结构的优点是：在泡体

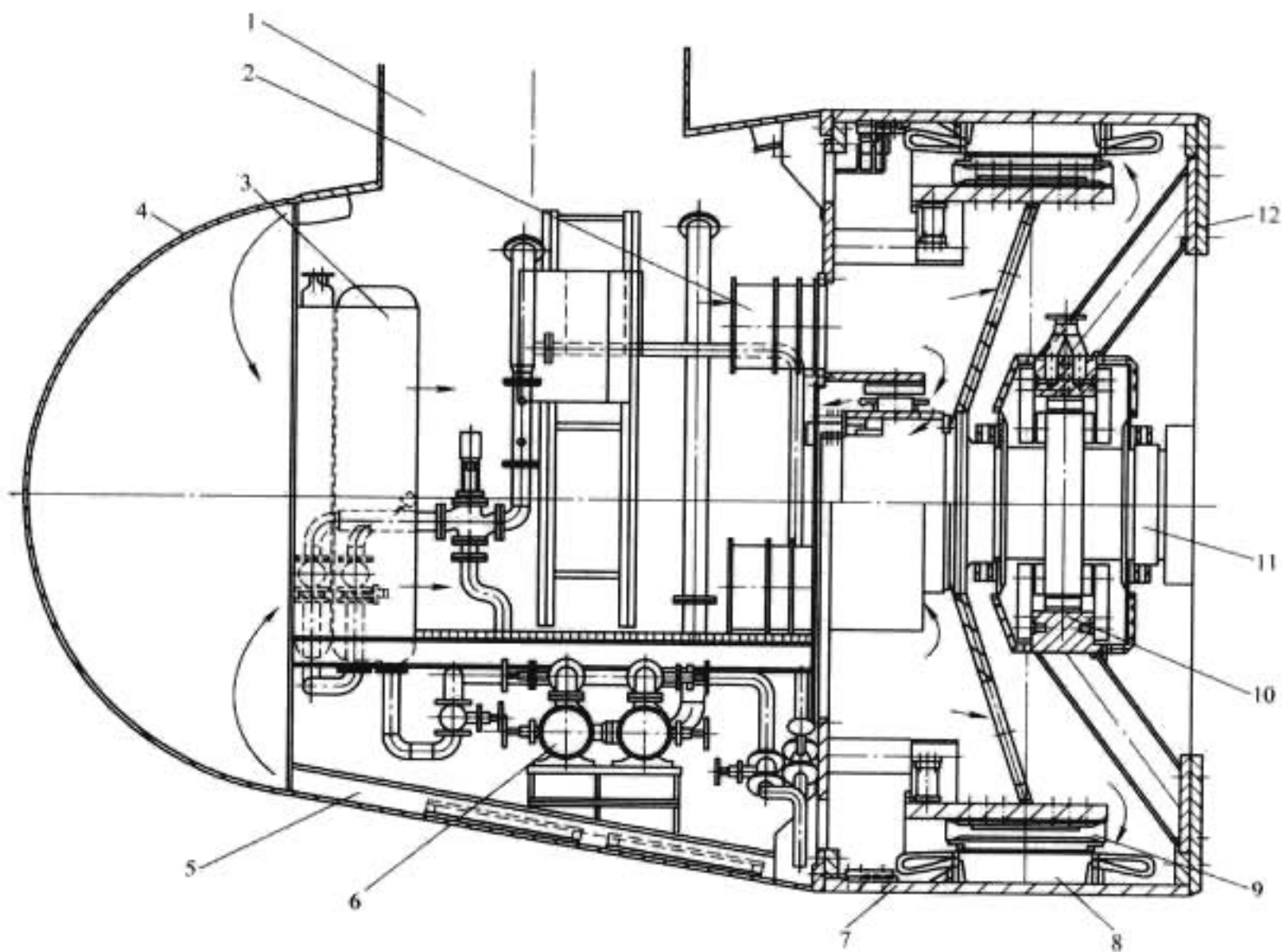


图 3.6-15 定子机座贴壁结构

1—进入孔；2—风机；3—冷却水装置；4—灯泡头；5—冷却套；6—技术供水泵；7—定子机座；
8—定子铁心；9—转子磁极；10—组合轴承；11—发电机大轴；12—发电机轴支架

直径受水轮机流道限制的情况下，可将铁心内径增至最大，相应降低电磁负荷，从而加大转子结构空间，降低转子负荷，同时也增加了水轮发电机组轴承的布置空间。另外，通过铁心贴壁可将定子的电磁损耗部分通过机座壁传递到河水中。但该类结构的缺点也很明显，一是为了增加机座刚度，必须增厚机座壁，使得定子机座总体重量增加，而机座壁的内径需整体加工，增加了机座的加工量，且加工后的变形量不易控制，因此定子铁心贴壁结构尤其不适用于分瓣机座；二是定子的电磁损耗一部分从铁心内径表面通过风的流动带走，而铁心的通风散热面积小，无法加大，另一部分损耗通过铁心背部与机座壁的紧贴而传导散热到河水中，因此铁心与机座壁之间的间隙设计和制造就显得尤为关键，既要考虑铁心的热膨胀间隙，又要保证在机组运行时此处无空气隙存在。为做到这一点，铁心叠片时，应在间隙处涂抹或注入传热系数高的适形材料。所以，铁心贴壁结构的水轮发电机容量不宜做大，一般不超过 25MW。

(3) 具有冷却翼片的双层筒结构。该结构是将发电机定子机座制成双层筒，在双层筒外筒内径上焊上许多铜或钢材质的冷却翼片，见图 3.6-16。这种结构的优点是散热能力强，适用于轴向通风系统。缺点是焊接量大，机座质量大，翼片的维护、清洁均较麻烦，现在一般均不采用。

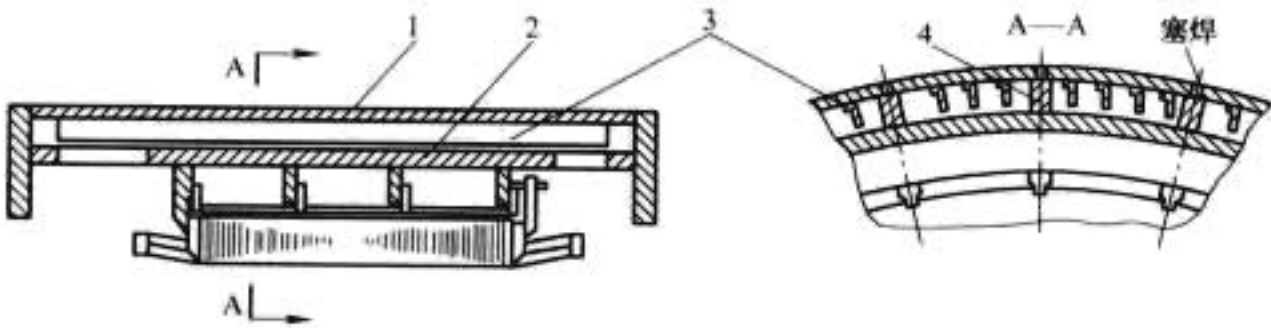


图 3.6-16 具有冷却翼片的双层筒结构
1—外壁；2—内壁；3—翼片；4—主箍

(4) 外管式结构。该结构方式与定子贴壁结构相似，只是在机座壁外径焊上许多空气钢管通道，钢管通道内焊有冷却翼片，见图 3.6-17。该结构的优点是增加了水轮发电机定子机座外壁与河水的接触面积，可充分利用河水散热。但同时又相当于增加了灯泡体的外径，流道水的流态不平滑，影响水轮机效率，而且制造复杂，现在一般也不采用。

3.2.2.2 转子

虽然灯泡贯流式水轮发电机的飞逸系数较高，一般为 $n_y = (2.5 \sim 3.5) n_N$ ，但由于其本身的额定转速 n_N 较低，直径相对较小，飞逸时转子圆周速度并不很高，所以转子零件的强度设计较为简单，而且整个转子的结构设计也较为简单。

灯泡贯流式水轮发电机的磁极个数多，单个体积小，重量轻，设计时主要考虑降低成本，尽量采用简单、易行的结构。磁极铁心一般采用常规的薄钢板叠压而成，也可将磁极极身用铸钢铸造，极靴用薄钢板叠压后与极身焊成一体结构。磁极一般用螺栓固定在磁轭圈上，或用磁极键将磁极固定在叠片磁轭上。

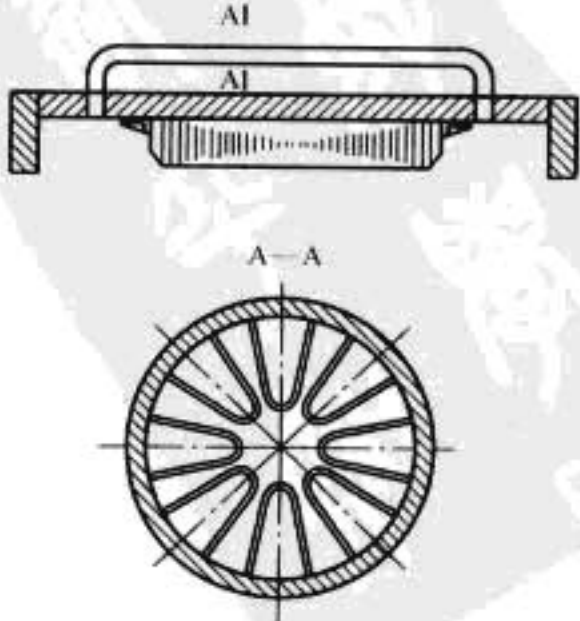


图 3.6-17 定子机座外管式结构

转子磁轭有两种,在运输条件许可的情况下,磁轭尽量采用整圆焊接且与转子支架焊为一体的结构。该结构的优点是重量轻,制造成本低,安装方便,周期短。缺点是机组运行时支架受力增大,其变形和应力相应加大。在运输条件不能满足的情况下,转子磁轭采用叠片结构,其转子支架也为分瓣结构。转子支架和磁轭的组装均需在工地进行,磁轭与支架的连接与立式机组一样。

转子支架也多种多样,有支臂式、单圆盘式、双圆盘式、径向立筋式、斜向立筋式等,视其尺寸和受力大小可采用铸造和焊接结构。对于组合轴承布置在转子下游侧的机组,转子支架采用无轴结构;对于组合轴承布置在转子上游侧的机组,转子支架多采用轮毂套轴结构。转子支架设计时,应注意其支架圆盘的轴向和磁轭圈径向的通风道要保持通畅,以保证机组冷却所需的风量要求。每个制造厂均习惯采用本厂的传统典型结构,但对每台机组来说,应进行相应的转子支架刚、强度计算,尤其对卧式机组还需进行支架交变应力的校核计算。

3.2.2.3 机架和轴承

灯泡贯流式水轮发电机侧的正、反轴向推力轴承和径向导轴承一般均放置于同一油槽内,统称为组合轴承,见图3.6-18。根据水轮发电机转动轴系的总体布置,有两导轴承和三导轴承的两种支撑结构方式。在两导轴承的支撑形式中,又有组合轴承设置于水轮发电机转子上游侧和下游侧两种结构类型。

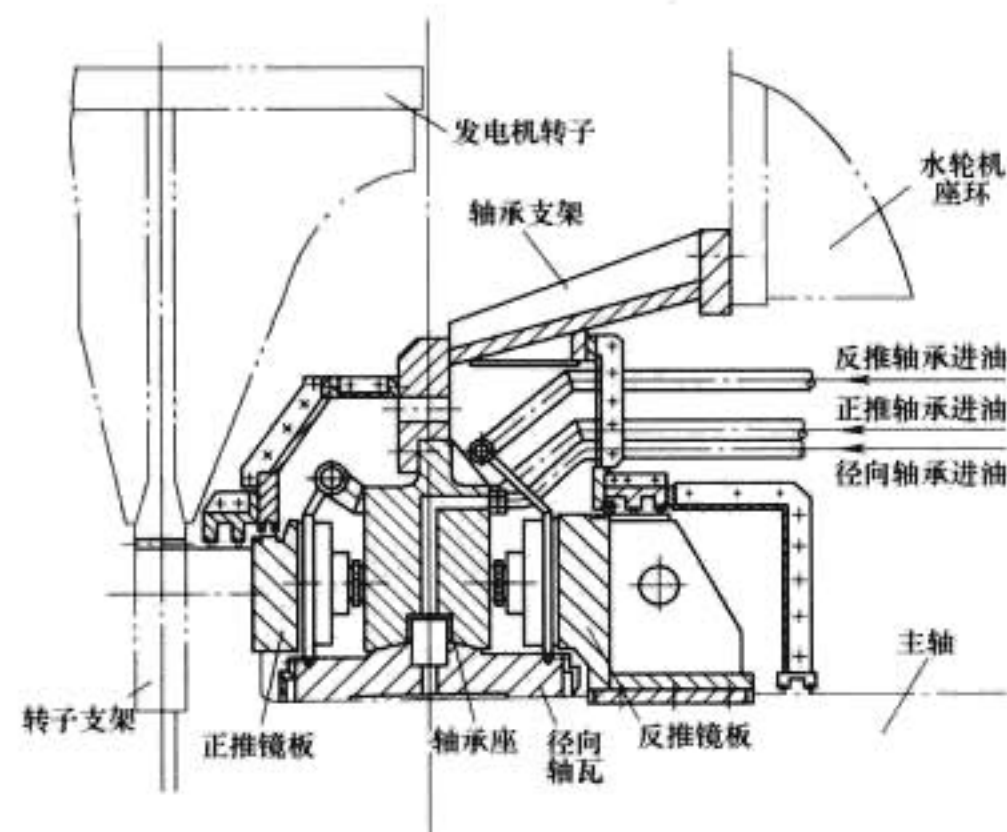


图 3.6-18 灯泡贯流式发电机组组合轴承

轴承机架是轴承的支撑部件,它必须有足够的刚度和强度,以承受轴系转动部件的质量、偏心磁拉力、轴向的正、反水推力以及增压时所引起的附加压力、启动时导叶和桨叶开大时的附加冲击载荷等力。当组合轴承设置于水轮发电机转子下游侧时,轴承机架即可把合在水轮机座环上,由此将轴承机架的组合受力通过水轮机座环传递到基础混凝土上。此时轴承机架多采用圆盘式和锥形筒式,轴承机架的外径尺寸也可尽量小。当组合轴承设置于水轮发电机转子上游侧时,水轮发电机上游侧的泡体结构和支撑要适当加强,轴承机架可采用径向辐射支臂式、井字梁或双桥梁等结构型式,其轴承机架的外径尺寸也较布置于下游侧的轴承机架结构尺寸大,机架的应力和变形都将增大。对于轴系采用三轴承支撑的结构型式,组合轴承均放置于水轮发电机转子下游侧,在转子上游侧设置一个径向导轴承。

推力轴承分为正、反两方向推力轴承,这是贯流式机

组特有的性质。正向推力轴承承受机组运行时由水位差产生的正向水推力的负荷,反向推力轴承承受导叶关闭停机时水的反向冲击推力负荷。通常反向水冲击推力要比正常运行时的正向水推力大,一般为其1.6倍以上。但由于反向水推力是瞬间作用然后迅速衰减的,为非连续负荷,所以一般机组设计时,将反向轴承的结构尺寸取得和正向轴承的一样大。正向推力瓦结构一般与立式机组一样,为扇形分块瓦,瓦面材料既有巴氏合金瓦,又有金属塑料瓦。由于推力轴承为立式布置,且停机时反推力轴承受力,正推力轴承的摩擦面存在间隙,因此对钨金瓦来说,在机组启动时瓦面可不注入高压油。瓦的支撑方式也多种多样,推力负荷小的可采用橡胶垫支撑,较简单的还有平衡块支撑、刚性点支撑、刚性托盘球面支撑,负荷大的可采用鼓形油箱弹性支撑等。

另外在推力瓦安装时,要注意因大轴的挠度带来的镜板面垂直度的偏差,应调整使每块推力瓦受力均匀。安装反向推力轴承时,瓦面与镜板面之间的间隙调整在0.5~1.0mm之间较为合适。因为间隙太小,会对正向轴承附加上一定的负荷值;间隙太大,造成的冲击载荷及冲程也将加大。

组合轴承中的镜板结构也有多种形式:有正、反推力镜板是单独分瓣把合在主轴上的;有一个单圆盘或组合部件的正、反两面作为正、反推力的两镜板面并分瓣把合在主轴上的;也有在主轴本体上直接加工出正、反推力镜板面的。前两种单独分瓣的镜板加工制造简单,但在轴承摩擦润滑面却存在分瓣面,安装时要注意按旋转方向,下一块不得突出上一块。后一种镜板为整体结构,无分瓣面,其轴线和镜板面的垂直度是同一主轴体加工出的,容易保证,但加工制造工艺要求高,对设备的要求也相应提高,而且主轴锻件重,成本高。

径向导轴承起承受水轮发电机转动部件质量和偏心磁拉力等所引起径向力的作用。由于灯泡贯流式水轮发电机中的径向轴瓦载荷特性为重载低速,因此其设计难度高于立式机组的导轴承。在双支点双悬臂结构中,由于水轮发电机转子为悬臂结构,为适应轴线倾斜,在径向轴瓦与轴承座之间设有配合片,根据轴线计算的挠度值来选择配合片的楔形尺寸。当然也有因为主轴挠度计算和轴承座安装精度难以保证,配合片的现场测量和配制比较困难,因此径向轴瓦和轴承座均采用球面支撑结构,用球面旋转来自动调整适应主轴挠度的变化,但球面的制造增加了难度,尤其对于薄壁径向瓦加工后的变形也是必须考虑的。

径向轴承有筒式瓦和分块瓦两种结构型式,瓦面材料均为巴氏合金。在径向轴承的受力部位均设有高压油注入装置,在机组的开、停机时泵入。筒式瓦又叫固定瓦,其轴承润滑性能略优,但加工制造困难,薄壁筒变形大,安装调整不易,轴承摩擦面与轴颈间隙无法根据机组安装实际情况调整,且机组检修时无法在泡体内拆卸。分块瓦又叫可倾瓦,在主轴轴颈处径向均匀布置若干块,类似于立式机组的导轴承瓦,但卧式轴承在设计计算时应只取下部约120°内的瓦面受力。分块瓦运行时可倾斜灵活摆动,分小块制造,加工简单,安装调整容易,且可在泡体内分块拆卸。

水轮发电机组组合轴承和水轮机径向轴承,一般均合用一套轴承的润滑油系统,采用外加泵压力进油方式。其轴承润滑循环路径为:高位油箱→机组各轴承瓦→回油箱→油泵→油冷却器→返回高位油箱。高位油箱的容积应满足油泵停转后轴承5~10分钟的总用油量的需求。回油箱容积应满足高

位油箱及轴承管道充油量之和。轴承的瓦间润滑也有喷淋式和油浸式两种。喷淋式润滑是直接将冷油喷在瓦间,通过镜板的旋转带入整个轴承瓦,该方式对轴承的润滑油膜温度有利,但需确保轴承润滑油不得中断,否则立即会出现瓦间干摩擦现象,瓦温迅速上升,机组保护动作停机。因此,采用喷淋方式润滑,应在高位油箱至喷淋管处尽量少设阀门,同时在高位油箱上设有油位监视报警装置和自动停机保护程序。油浸式润滑与立式机组类似,在组合轴承油槽的下半部充油,下半部轴承瓦浸泡在油中运行,此种润滑方式对轴承的密封要引起注意。

水轮发电机组轴承和水轮机径向轴承的高压油系统也是共用一套,在机组启动和停机前投入。

3.3 通风冷却系统

灯泡贯流式水轮发电机通风冷却方式,与其结构方式有很大关系。灯泡式水轮发电机组由于直径小,转速低,发电机的 L/τ 值一般均大于4,由转子和风扇等自身元件所产生的风量和风压已不能满足带走水轮发电机全部损耗的要求,因此需要采用外加鼓风机强迫循环等通风冷却方式。由于空气具有得天独厚的天然条件,因而与立式机组一样,采用空气即作为绝大多数灯泡贯流式机组冷却介质的首选。当然也有采用冷却介质为水的内冷方式,但在我国不多见。

3.3.1 通风方式

灯泡贯流式水轮发电机的通风方式,可分为以下几种:

(1) 轴向通风。轴向通风方式,就是冷风只沿发电机轴向流动,由转子吹出,通过水轮发电机定子铁心齿部和轭部的轴向小风沟以及气隙流回风源,见图3.6-19。这种通风方式的优点是定子铁心无径向风沟,铁心长度可缩短。但其可供冷却的面积小,只适用于定子铁心长度 L_i 小于1.5m的小容量机组。

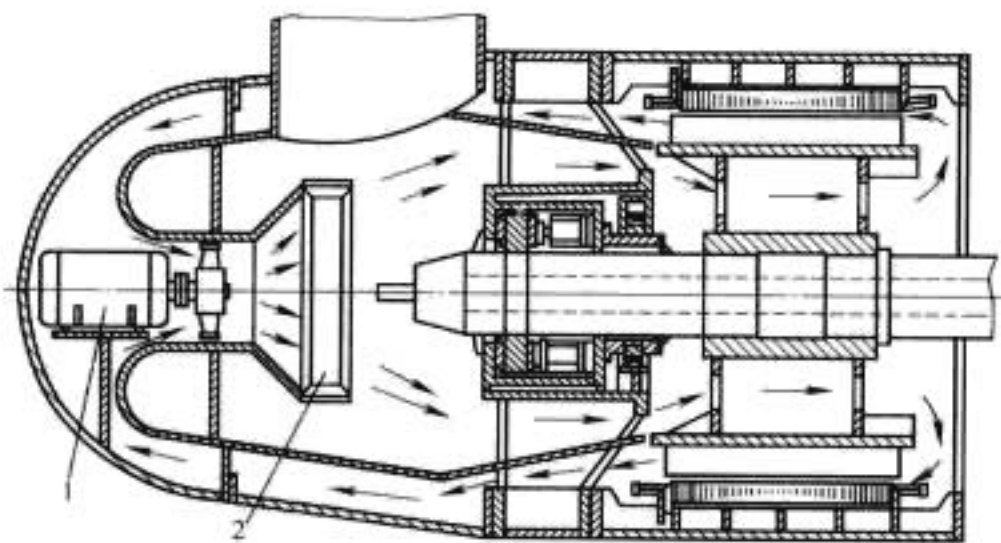


图 3.6-19 轴向通风系统

1—风机; 2—冷却器

(2) 径、轴向混合通风。径、轴向混合通风方式,就是冷风沿水轮发电机径向和轴向都有流动。在水轮发电机转子磁轭和定子铁心上均开有径向风沟,见图3.6-20。充分利用转子上能够产生的径向风量和风压吹拂进定子铁心风沟,再加上外加鼓风机的轴向吹风,让冷风比较均匀地流过水轮发电机内的每一个角落,通风效果较好。大容量机组均采用此种结构,这也是应用最广泛的结构。

(3) 径向通风。径向通风方式,就是冷风只沿发电机径向流动来冷却发电机,见图3.6-21。这种方式与立式机组的通风方式一样,可省去外加鼓风机,提高发电机效率,结构简单,造价降低。但使用的前提是水轮发电机的转子各元件及转子自身所带的风扇能满足冷却水轮发电机所要求的风量

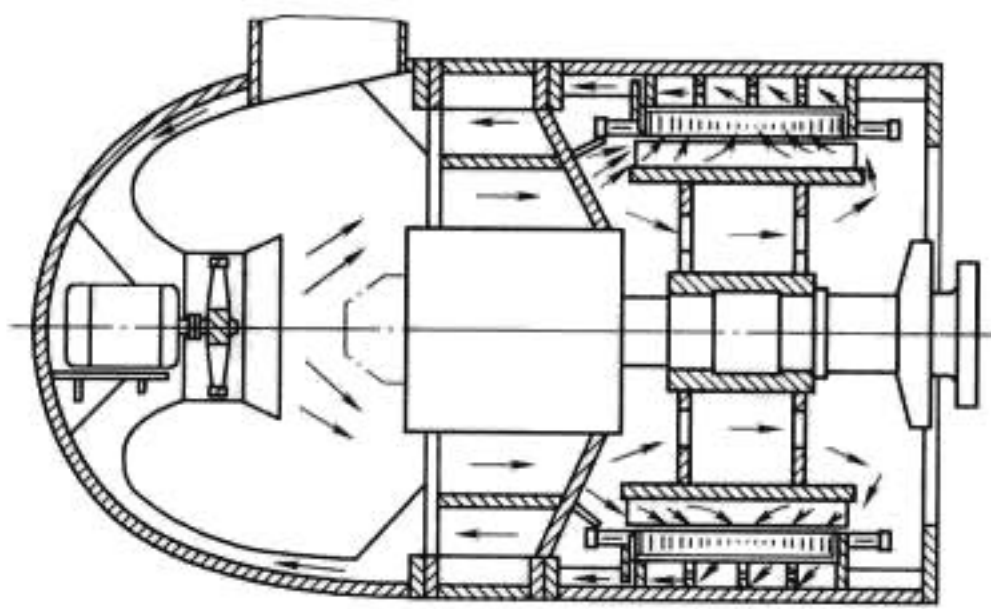


图 3.6-20 径、轴向混合通风系统

和风压的要求,需进行仔细核算。现有的灯泡贯流式水轮发电机均带有外加鼓风机。

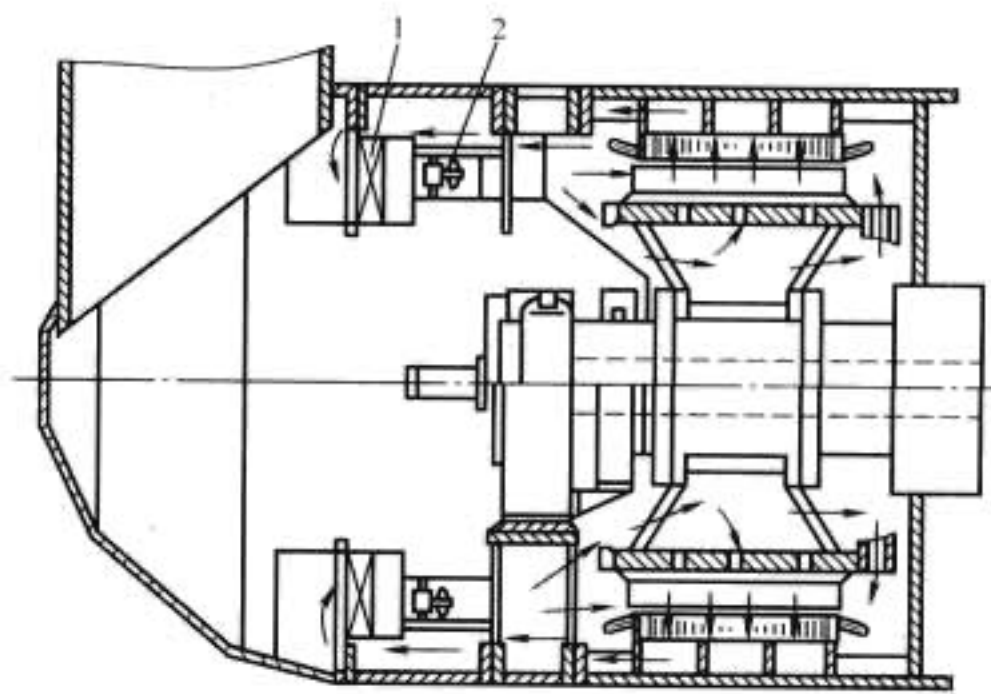


图 3.6-21 径向通风系统

以上几种通风方式,可在常压下进行,也可在水轮发电机灯泡体内密封增压的情况下进行。增压通风冷却有如下优、缺点:

1) 水轮发电机腔内的空气增压后灯泡比可减小,可减小水轮发电机的基本尺寸,且综合效率比一般发电机高,提高了冷却效果;减小空气冷却器尺寸,甚至可以取消空冷器;减小风机容量,提高水轮发电机效率。

2) 需增设空气密封装置和充压设备,监测和维护工作量亦相应增加;不便于运行人员进出泡体;一旦失压,水轮发电机即不能正常运行。

3.3.2 冷却方式

由于灯泡贯流式水轮发电机泡体整个浸没于流道,因此可充分利用河水作为冷却介质对水轮发电机进行散热。其冷却方式也多种多样,一般有以下几种:

(1) 自然冷却。自然冷却即完全利用流道中河水对发电机进行冷却。这种冷却方式适用于轴向通风系统,定子机座为双层筒加翼片式(图3.6-22)和外管加翼片式(图3.6-23)结构或是再将散热翅焊于灯泡头和锥体内壁上。该结构尽管取消了冷却水路系统和配套的供排水装置以及空气冷却器,大大减少了日常维护工作量和机组运行成本,但却使得定子机座等部件焊接制造复杂,而且其冷却效果和散热容量有限,因此只适用于小容量、低损耗的发电机组。

(2) 一次水冷却。一次水冷却方式与常规立式机组冷却水系统一样,其空气冷却器的冷却水采用电站技术供水,发电机冷却水温度与河水一致,自循环通风的冷风温度一般不超过40℃,发电机运行的条件较为宽松,设计可选裕度较大。冷却循环系统为:电站技术供水→空气冷却器→排入河

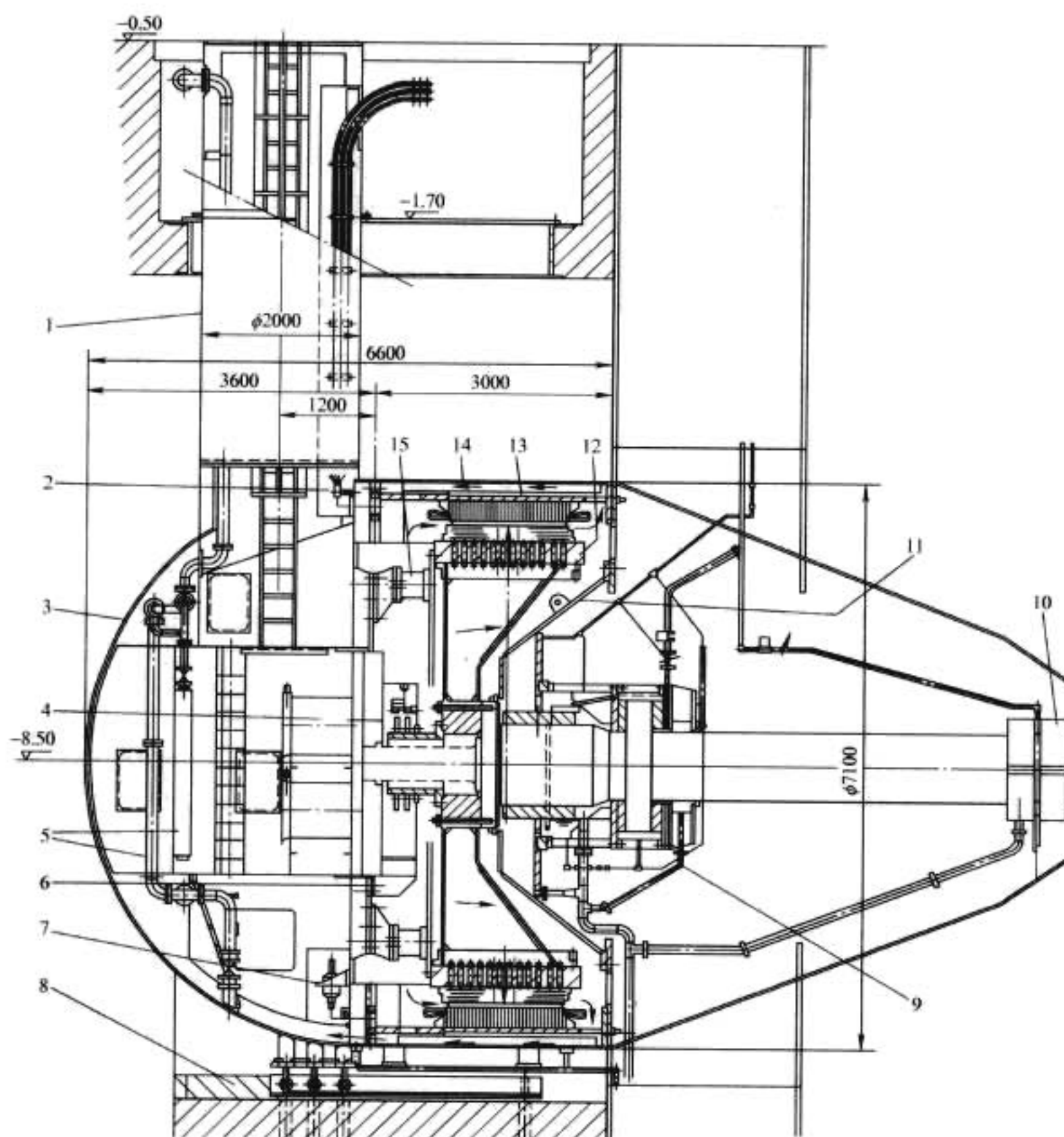


图 3.6-22 双层筒冷却方式

1—进入孔；2—发电机出线；3—灯泡头；4—送油装置；5—冷却装置；6—电刷座板；7—中性点设备；8—机座；9—轴承润滑装置；10—水轮机轴承；11—轴承支架；12—转子；13—定子铁心；14—双层筒定子支架；15—制动装置

水。该种冷却方式对于发电机来说，结构简单，造价较低，被广泛应用于灯泡贯流式水轮发电机上，尤其对于结构尺寸受限、容量大、损耗大的机组更应如此。

(3) 二次水自循环冷却。二次水自循环冷却方式，是首先利用河水冷却一个设置于流道中的密闭容器中的水，该密闭容器中的水再通过水泵加压后注入空气冷却器来冷却发电机热风，然后又流入密闭容器中经河水再次冷却，以构成一个循环。密闭容器中的水即为二次水。冷却循环系统为：膨胀水箱→冷却套→水泵→空气冷却器→冷却套。二次水是密闭自循环的，在自循环水中加入一定量的防污、防腐试剂，一次注入的循环水可使用若干年。为防止由于水受热膨胀而造成水循环系统内部压力升高，水轮发电机上方设有一个与冷却套相连的膨胀水箱，以保证水管路系统内的压力恒定。另外膨胀水箱还作为二次循环水的进水通道。水系统管路上设有排气阀，以排出水循环系统内的气体，保证系统有良好的冷却效果。密闭容器和放置位置也有多种结构型式：设置于水轮发电机上游侧泡头处的锥体冷却套结构；设置于流道混凝土墙壁上的平面冷却套结构；设置于水轮发电机和水轮机两进人筒之间的表面冷却器结构等。

该冷却方式的优点是取消了水电站技术供水，也取消了水电站技术供水所需占用的厂房空间，空气冷却器中也无需

过多考虑泥沙的磨损、沉积。但缺点也同样明显：增加了水轮发电机的设计制造难度，提高了水轮发电机造价，一般经河水冷却后的冷却套内出水比河水水温高了近 10°C ，由此将水轮发电机通风循环系统的冷风温度提高了 10°C ，相应灯泡头内空气温度提高。且由于河水中生物对冷却容器的附着，使得其换热能力随时间下降，造成了在夏天河水温度较高时，水轮发电机温度超过运行规定值，需限制功率运行等。尽管如此，二次水自循环冷却方式依然被广泛应用于灯泡贯流式水电站，它克服了洁净冷却水供水难题，尤其应用于河水泥沙较重、水质较差及浑水期或海洋潮汐电站中。

在采用二次水自循环冷却方式中，冷却套或表面冷却器的换热能力设计是至关重要的。冷却套或表面冷却器的外表材料一般均采用复合钢板，目的是为了河中水生物不宜附着在换热器表面以降低换热效果。同时为了提高冷却器的散热系数，复合钢板的外表面不喷漆。复合钢板的基板为碳钢材料，复合板一般为不锈钢材料，复合钢板的基板和复合板的厚度以及两层钢板复合的紧密程度，都会直接影响冷却器的散热系数。复合钢板的散热系数一般是根据实测值修正得来的，另外也受复合钢板的内外侧水流速度的影响。因此，对于冷却套或表面冷却器的设计既要根据经验，又要考虑不同水电站的情况。

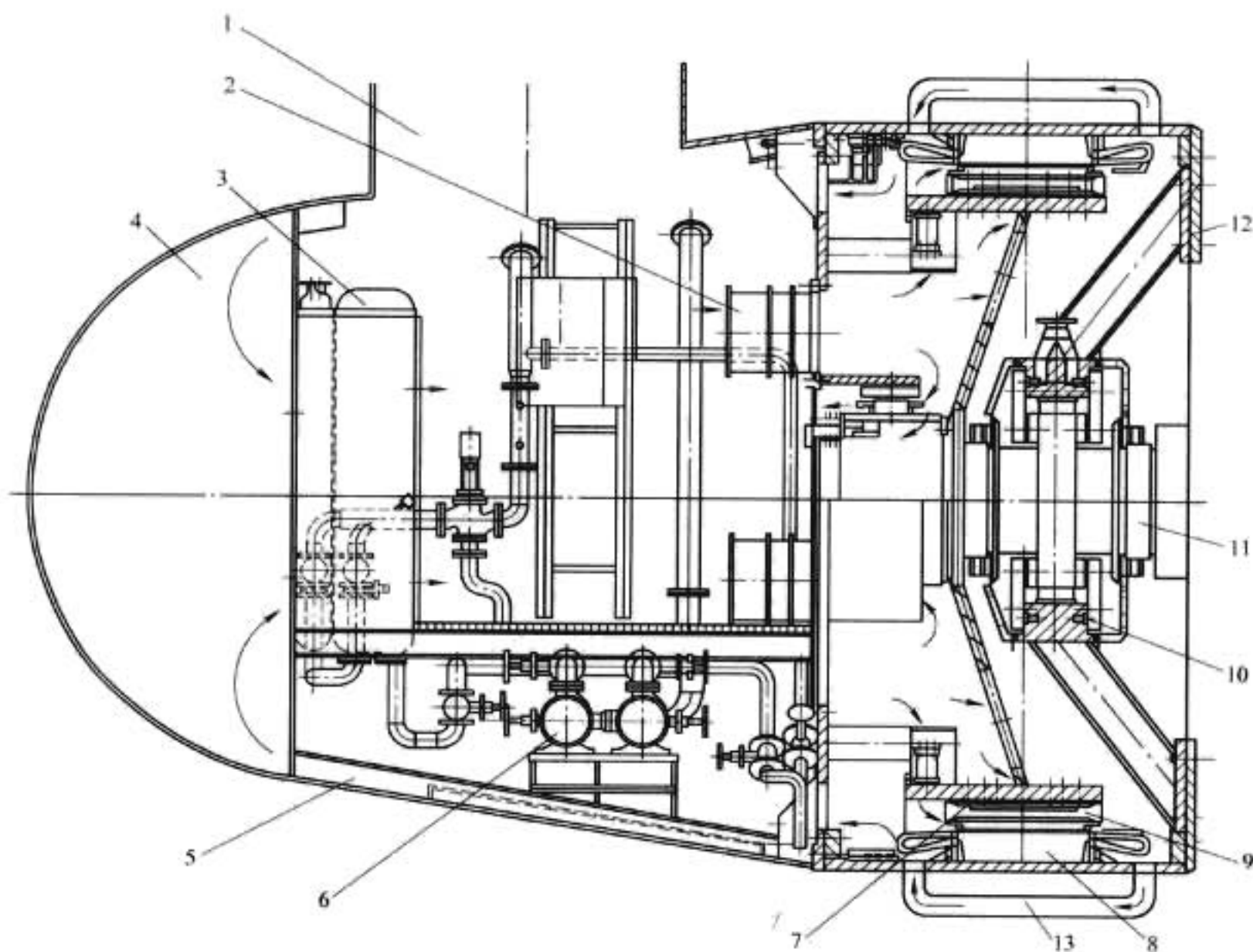


图 3.6-23 外管式冷却方式

1—进入孔；2—风机；3—冷却水装置；4—灯泡头；5—冷却套；6—技术供水泵；7—转子磁轭；8—定子铁心；9—转子磁极；10—组合轴承；11—发电机大轴；12—发电机轴承支架；13—外管式冷却管

(4) 冷却方式选择。一次水冷却和二次水循环冷却方式，均可应用于水轮发电机定子铁心，采用贴壁式或铁心背部通风式。对于铁心背部通风方式，采用常规的通风设计和计算程序来进行确定。而定子铁心贴壁冷却方式，就是定子铁心与定子机座直接接触，机组运行时因电磁能量转化而产生的铁心损耗和定子铜耗以热量的形式部分通过定子机座外壁直接传递给河水，另一部分通过定子铁心内表面的强迫通风带走，其贴壁散热量和通风的散热量分配可利用热网络图计算模型计算确定。

3.3.3 冷却介质的选定和通风容量的计算

(1) 冷却介质的选定。水轮发电机的冷却介质大都采用空气，也有采用水作为冷却介质的。国内运行的贯流式水轮发电机都是选用常压和增压的空气作为冷却介质。当机组在通风冷却设计中，只有其空气冷却介质不能满足冷却要求时才考虑选择水作为冷却介质。

(2) 通风容量 Q_k 的计算。通风容量 Q_k 与电站所处站址的多年平均气温和最热月气温有关，也同冷却空气在水轮发电机定子腔中的压力有关。反映空气介质热交换特性即冷却效果的一个重要参数是空气的比热容 $c_p[(\text{kW} \cdot \text{s})/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})]$ 。按分子物理学，空气在一个大气压下，温度在 40°C 时的比热容 $c_{p1} = 1.098 (\text{kW} \cdot \text{s})/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ 。不同温度下的比热容，见表 3.6-3。

表 3.6-3 在 1 个大气压下气体和液体的比热容				
温度($^\circ\text{C}$)	氢 气	空 气	水	锭子油
	$c_p[(\text{kW} \cdot \text{s})/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})]$			
0	1236	1258	4.205×10^6	
10	1195	1213	4.190×10^6	
20	1157	1172	4.174×10^6	

续表				
温度($^\circ\text{C}$)	氢 气	空 气	水	锭子油
	$c_p[(\text{kW} \cdot \text{s})/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})]$			
30	1121	1134	4.159×10^6	1.6×10^6
40	1088	1098	4.145×10^6	
50	1056	1065	4.134×10^6	
60	1026	1033	4.123×10^6	
70	998	1004	4.110×10^6	1.7×10^6
80	970	976		
90	945	950		
100	920	926		

在同一温度、任一压力下，空气的比热容可用下式换算

$$c_{pn} = \left(\frac{p_n}{p_1}\right) c_{p1}$$

式中： p_n 为空气压力； p_1 为一个标准大气压。

由此可得，所需冷却介质体积流量 Q 为

$$Q = \frac{P_{损}}{c_{pn} \Delta\theta} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中： Q 为冷却介质流量， m^3/s ； $P_{损}$ 为冷却介质带走的损耗， kW ； c_{pn} 为恒压下的比热容， $(\text{kW} \cdot \text{s})/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ ； $\Delta\theta$ 为冷却介质的温升， $\Delta\theta = \theta_1 - \theta_0$ ，一般取 $15 \sim 20^\circ\text{C}$ ； θ_1 为出口热风温度； θ_0 为进口冷风温度。

通风容量 Q_k 的经验计算公式为

$$Q_k = C \frac{D_i^2 l_1 n_N}{60} \times 10^6 \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

式中： C 为风量系数，取 $0.3 \sim 0.4$ 。

(3) 通风功率 P_L 的计算。风扇所需的驱动功率 P_L 可由克服压差 p 的流量 Q 和风扇效率 η_0 ($0.4 \sim 0.5$) 求得

$$P_L = 98.1 \frac{HQ_k}{\eta_0} \quad (\text{kW})$$

式中: P_L 为通风功率, kW; H 为风压, mm; Q_k 为风量, m^3/s 。

(4) 水冷却介质散热量 P_s 的计算。灯泡贯流式水轮发电机最大的优点是能用泡体流道中的河水作散热介质, 将水轮发电机部分或全部热量传递给河水。

河水带走发电机热量 P_s 可按式计算

$$P_s = \alpha_k A \Delta \theta \eta \quad (\text{kW})$$

式中: α_k 为沿平面壁流过的水的传热系数, $\text{W}/(\text{cm}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, 它与水的流速和水的流道长度有关; A 为水轮发电机散热面接触水面的面积, cm^2 , 它与水轮发电机结构和所选的冷却方式有关, 需按实际情况分析计算; $\Delta \theta$ 为接触水面的热交换器与流道河水的温差, 可用内外壁温差计算; η 为散热器的热交换系数, 由于是利用水轮发电机的结构壁作冷却器, 它不可能像专门设计生产的空气冷却器那样有较高的热交换系数, 故一般取 $\eta = 0.2 \sim 0.4$ 。

若通过上式计算所得的 $P_s > P_{\text{损}}$, 则可不加空气冷却器, 否则需增设外加空气冷却器。如果水轮发电机定子铁心采用贴壁结构, 河水冷却介质最终能带走的热量还需考虑定子铁心与机座壁的贴紧程度。

在定子铁心采用贴壁结构中, 铁心与机座壁之间适当的设计间隙对传热效果影响巨大。如果间隙过小, 机组运行时, 定子铁心的热膨胀使机座和铁心互相间承受的内应力增加。但是如果间隙过大, 铁心与机座壁间存在的空气间隙影响传热。试验表明, 当铁心与机座壁有 0.1mm 空气间隙时, 会有 5°C 温差, 因此其贴壁的制造工艺和制造水平非常关键。一般在铁心叠片前, 机座内壁喷涂一层传热性能好的室温固化硅胶材料来填充满间隙, 另外也有为了提高贴壁结构的传热性能, 在机座内、外壁采用铝热喷镀处理的。

在进行上式计算分析中, 空气温升 $\Delta \theta$ 参数很重要。根据许多工程统计, 进风温度在 $20 \sim 25^\circ\text{C}$ 之间时, 热风温度不超过 45°C ; 当夏季进风温度在 $38 \sim 40^\circ\text{C}$ 时, 热风温度一般在 $50 \sim 55^\circ\text{C}$; 对采用二次水的冷却方式, 夏季进风温度可达 $40 \sim 47^\circ\text{C}$ 时, 热风温度一般在 $60 \sim 65^\circ\text{C}$ 。因此, 取 $\Delta \theta = 15 \sim 22^\circ\text{C}$ 。如果空气温升 $\Delta \theta$ 取值太低, 需要的风量就大, 说明风路设计不合理, 水轮发电机的效率较低; 如果 $\Delta \theta$ 取值太高, 虽然需求的风量小, 但水轮发电机各部位的温升难以控制在允许的范围内。另外, 选用高风压、低噪声的风机, 可以减少风量 Q_k , 降低风损, 提高水轮发电机效率。

3.4 发电机进人孔框架、封水盖板、导流板

水轮发电机进人孔的框架、封水盖板, 是为了安装、检修时吊入发电机定、转子以及水轮机主轴、灯泡头、锥体冷却套等大部件, 并可固定水轮发电机进人筒竖井。封水盖板和盖板基础是一个受力部件, 它不但承受河流静水头的压力, 还要承受机组甩负荷升压时对盖板的升压值, 以及反向运行紧急停机时的反向水锤冲击压力。在机组设计时, 封水盖板的刚度也是必须计算的内容之一。在机组安装时, 封水盖板的基础框架宜与水轮机管形座同时浇灌混凝土, 固定成型一体。

在水轮发电机下部支墩与定子、锥体外壳之间, 水轮发电机灯泡头外壳上部进人筒与水轮机座环进人筒之间需设立围板, 目的是为了导向水流, 减少运行中水的阻力和水流损失, 提高水力效率。围板都用螺栓与固定件相连。

3.5 发电机辅助支撑

灯泡贯流式水轮发电机的主支撑, 较多采用水轮机的管形座作为整个机组的主体受力件, 发电机侧的辅助支撑则多种多样。其中受力情况较好、结构较为复杂, 采用较多的是三点支撑, 即灯泡头下部的垂直支撑和灯泡头两侧的水平支撑。垂直支撑在机组安装时承受灯泡头、锥体、定子等部件的质量, 在机组冲水运行后承受泡体的浮力, 为了保证水轮发电机定、转子之间的气隙值在冲水前后不变, 需在垂直支撑处加上预紧力, 其值应大于泡体向上的浮力值。垂直支撑的结构也是多种多样, 一般均采用双球面结构, 以允许灯泡体有微小的位移, 从而可减轻泡体与基础结构件间的内应力。设立左右两侧水平支撑的目的是: 可以承受灯泡体的侧向力和水流冲击力, 防止灯泡体在运行时产生振动。水平支撑也多采用双球面结构, 并施以一定的预紧力, 以适应灯泡体的微微振动。

3.6 灯泡贯流式水轮发电机消防灭火方式

按 GB/T 7894—2001《水轮发电机基本技术条件》规定, 额定容量为 12.5MVA 及以上的水轮发电机, 应在定子绕组端部的适当位置装设灭火装置。水轮发电机的灭火介质一般有两种: 水喷雾和 CO_2 气体。

水是最常用的灭火介质, 我国的水电站基本都是采用水喷雾灭火方式。但在灯泡体内, 特别是定子腔体内水的排除以及水轮发电机干燥都很麻烦。因此, 在灯泡贯流式水轮发电机的水消防系统设计中应考虑多项保护措施, 以免发生消防设施的误动作。

CO_2 是有效的灭火介质, 使用 CO_2 气体灭火系统装置的成本较水雾灭火高得多。 CO_2 灭火是将燃烧体表面的助燃气体氧气排开, 空气中的含氧量降到 14% 以下, 或使 CO_2 在空气中的浓度达到 30%~35%, 从而使火熄灭, 并保持适当时间以防复燃。在密封的整个灯泡头内可以容易地达到 CO_2 灭火的浓度, 然而 CO_2 气体密度较空气大, 射入灯泡头内的 CO_2 气体很难排出, 一旦泄漏沉集于泡体内部, 容易对巡视人员造成危害。

由于水喷雾和二氧化碳气体消防等方式均只能在燃烧时发生且滞后一段时间才能动作实施, 灭火后的处理工作量大, 而今绝缘采用的材料均为不燃或难燃材料, 从国内外机组的运行情况看, 也均未发生过火灾事故, 倒是出现过灭火装置的误动作。因此, 在灯泡贯流式机组上也可不设固定灭火设备。国外进口的如百龙滩 ($6 \times 32\text{MW}$)、京南 ($2 \times 34.5\text{MW}$)、贵港 ($4 \times 30\text{MW}$)、马迹塘 ($3 \times 18.5\text{MW}$) 等水电站灯泡贯流式机组均未设置固定消防设备。但是否设置固定灭火设备需双方协商, 根据协议要求进行。

3.7 灯泡贯流式水轮发电机的防潮

实践证明, 空气潮湿并处于两种环境有较大温差的物体表面会产生结露。结露是在两种条件都具备的情况下产生的: 一是空气中水分的含量过大; 二是物体处于两个温差极大的环境之中。贯流式机组由于水轮发电机布置在灯泡体内, 置于流道河水中, 机组运行时泡体内温度高, 而泡体外河水温度低, 存在泡体的内外温差, 当泡体内空气湿度达到一定程度时, 会在泡体内表面结露。为了防止泡体内壁结露, 要从产生结露的两个基本条件采取措施:

(1) 由于水轮发电机发热部件是处在一个完全浸没在水中的密封舱内, 发电机正常运行时, 其发热部件的温度比水

流接触的机壳温度要高得多。就内部而言,空气相对干燥,且绕组和铁心均处在同一温度环境中,因此在绕组和铁心表面均不会有水汽凝结。但对于处在灯泡体内与河水接触的部件内表面,由于内外温差较大,将可能会在低温体内表面出现冷凝现象。解决的措施之一是在机舱内涂防结露漆,机舱内的水汽由防结露漆吸收,然后通过除湿机排出机舱,以避免露水形成。措施之二是在定子舱内设置自动除湿机,使水轮发电机内空气的相对湿度很快降低。

(2) 在长期停机期间,由于外界含有大量水分的空气进入,绕组或铁心表面可能会出现水汽凝结,解决的措施之一是使用除湿机降低空气湿度,措施之二是使用电加热器,将机舱内温度维持在适当水平。

因此,适当部位表面涂刷防结露漆,降低两种环境结合面温差,减少结露量和适当吸附;设除湿机保持机舱内部环境空气的干燥度;设电加热器维持机舱内部停机期间的适当温度等三个措施,是防止在任何状态下结露的有效措施。



第7章 水轮发电机安装及试验

1 一般安装程序

水轮发电机的安装程序, 主要根据结构型式确定, 同时也与工地的施工条件、土建进度、设备到货情况和场地布置等客观条件有关。在保证安装质量的前提下, 应尽量采取与土建及水轮机的安装实行平行交叉的施工方式, 充分利用现有场地及施工设备, 进行大件预装配。然后再把预装配好的大件按顺序分别吊入机坑进行总装, 以缩短安装直线工期, 促进早日发电。

1.1 悬式和伞式水轮发电机部件预装配

(1) 定子组装。大型分瓣定子进行定子机座焊接、定位筋挂装、铁心装压、铁心磁化试验、定子机坑内嵌线、线棒接头焊接、绝缘盒灌注及定子交、直流耐压试验等。

(2) 转子组装。主要工作有铁片清洗分类、转子支架焊接、磁轭装压、热打键、磁极挂装、转子交流耐压试验等。

(3) 推力轴承预装。主要包括推力轴承支撑和负荷机架的预装、推力轴承瓦装配、镜板装配、推力头装配、油槽装配、油冷却器及挡油板装配。

(4) 上架及下机架预装。包括支臂和中心体的组合焊接、预装盖板、安装上架挡风板及灭火水管、预装导轴承油冷却器及挡油板。

(5) 制动器及其管路系统的安装。制动器分解检查和压力试验, 制动器及其管路系统的安装和试验。

1.2 悬式水轮发电机一般安装程序

(1) 基础埋设。主要有下风洞盖板的基础件、下机架及定子基础垫板、制动器基础垫板、上架千斤顶基础垫板等。

(2) 定子安装。在定子机坑内组装定子及嵌线, 调整中心、高程、水平, 安装空气冷却器。为减少与土建及水轮机安装的干扰, 中、小型定子也可在机坑外进行定子的组装及嵌线, 待下机架吊装后, 将定子整体吊入找正。

(3) 吊装下部风洞盖板。按水轮机主轴中心找正和固定。

(4) 下机架安装。组装成整体的下机架吊放在基础上, 按座环中心或水轮机主轴中心找正并调高程及水平, 浇筑基础混凝土。

(5) 转子安装。将安装间组装好的转子吊入定子, 按水轮机主轴中心、高程进行调整; 检查发电机空气间隙, 校核定子中心, 浇筑定子基础混凝土。

(6) 上架安装。组装好的上架吊放于定子或基础上, 按发电机主轴调整中心、高程及水平并固定。

(7) 推力轴承安装。吊装推力轴承支撑, 调整镜板高程及水平, 推力头安装, 推力头与镜板连接, 将转子落到推力轴承上, 初步调整推力轴承受力, 发电机单独盘车, 调整发电机轴线, 测量和调整法兰盘摆度。

(8) 轴连接。水轮发电机主轴与水轮机主轴连接。

(9) 机组整体盘车。测量和调整机组总轴线。

(10) 调受力。推力轴承受力调整。

(11) 转动部分的调整和固定。安装各部导轴承瓦, 按水轮机迷宫环间隙调整并固定转子中心位置, 确定各部导轴承瓦的间隙, 检查转动部分与固定部分的各部间隙。

(12) 辅助设备的安装。集电环、梯子栏杆、盖板、油水管路、自动化元件等的安装。

(13) 清理与检查。全面清扫、喷漆、检查。

(14) 注油。轴承注油。

(15) 试运行。启动试运行。

1.3 伞式水轮发电机一般安装程序

可参照悬式安装程序, 但在吊装下机架后, 应进行推力轴承安装。

2 定子装配

对中、小容量立式水轮发电机定子装配主要工序: 分瓣定子组合、定子合缝处嵌线、接头焊接、端部绝缘包扎、定子绝缘交、直流介电强度试验。对直径较大、铁心较长的大型水轮发电机定子, 可在工地进行定子机座组焊、铁心装压和嵌线。

2.1 定子组合工艺及要求

(1) 利用专用工具竖立分瓣定子, 以防损伤定子铁心和绕组。定子组合时, 要均匀把紧螺栓, 以保证铁心合缝处的紧密度。

(2) 定子组合螺栓把紧后, 应测量机座合缝板及铁心合缝面的接触情况。根据铁心处间隙大小加入不同厚度的绝缘垫, 一般加垫厚度应比实际所测间隙大 0.4mm。定子合缝板接触面积应不小于 70%。上下端间隙不大于 1mm。

2.2 分瓣定子合缝嵌线

2.2.1 端箍连接及绝缘包扎

合缝处端箍连接, 主要采用焊接结构, 材质为无磁性钢, 需用无磁性焊条。

2.2.2 条式绕组合缝嵌线

(1) 嵌线前槽底放好半导体垫条, 按图纸要求将测试后的测温电阻温度计放入槽内。当下层线棒嵌入槽内后对线棒位置应加以校正, 使线棒处于要求的位置。

(2) 将适形材料垫于端箍上, 线棒与端箍靠紧并绑扎牢。

(3) 检查线棒与铁心齿槽的接触情况, 即在 100mm 范围内, 间隙不得大于 0.3mm, 否则应塞入涂有半导体漆的环氧玻璃布垫片。要求表面电位不大于 10V。

(4) 嵌完下层合缝线棒后, 按图纸要求垫好端部间隔垫块, 并用浸渍玻璃丝带连同线棒绑扎牢。

(5) 下层线棒进行绝缘交流介电强度试验。

(6) 上层线棒嵌线前, 按图纸要求垫入层间半导体垫条及测温电阻温度计。

(7) 上层线棒嵌入后进行绝缘交流介电强度试验。

2.2.3 打槽楔

(1) 槽楔由上端打入，每对斜槽楔其楔板大头朝上并向下打紧。

(2) 注意槽楔通风口方向，应与铁心通风沟一致。

(3) 打入槽楔过程中应垫入厚度适中的半导体垫条，以防槽楔松动。

(4) 对槽楔紧度要求：用 2.2~9.8N 的小锤轻轻敲击槽楔，每块槽楔允许空隙的长度，不应超过槽楔长度的 1/3。

2.3 工地叠片和嵌线定子

(1) 机座应符合各半径的绝对尺寸偏差不大于±2mm。

(2) 定位筋安装应符合下列要求：

1) 安装前应校直。径向和周向的直线度不大于 0.1mm/m。

2) 定位筋全部焊接后，定位筋的半径与设计值的偏差应在设计空气间隙值的±2%以内，最大偏差数值不超过设计值±0.5mm；相邻两定位筋在同一高度上的半径偏差不大于设计空气间隙值的 0.6%；同一根定位筋在同一高度上因表面扭斜而造成的半径差不大于 0.1mm。

3) 定位筋在同一高度上的弦距与平均值的偏差不大于±0.25mm，累积偏差不超过 0.4mm。

(3) 定子铁心叠片应符合下列要求：

1) 叠片过程每张冲片均匀布置不少于 2 根槽样棒和制造厂要求的槽楔槽样棒定位，并用整形棒整形。

2) 根据叠片分段压紧后测量的铁心高度和波浪度的偏差，在每段叠片中按偏差值不大于 0~1mm，用制造厂规定的方法进行高度补偿。

3) 铁心的叠片高度应考虑整体压紧和热压的压缩量，一般热压的压缩量宜根据铁心高度的 0.2%~0.3%考虑，并且平均分配到每一叠片段中。

4) 叠压过程应经常检查并调整铁心圆度。

(4) 定子铁心压紧应符合下列要求：

1) 铁心外侧的压紧螺栓应与铁心保持 2mm 以上的间距。

2) 铁心应进行分段和整体压紧，一般每段不宜超过 600mm。

3) 采用测量均匀分布的压紧螺杆伸长的方法核对压紧的平均压力，整个圆周上测量的螺杆数不得少于 10 根。

4) 有热态压紧要求的定子铁心，在铁心整体压紧后、铁心磁化试验前进行。

5) 铁心试验前、后应检查穿心螺杆对地绝缘。

(5) 定子铁心组装后应符合下列要求：

1) 铁心圆度测量。按铁心高度方向每隔 1m 左右，分多个断面测量，每断面不少于 16 个测点。各半径与设计半径之差不超过水轮发电机设计空气间隙的±4%。

2) 在铁心槽底和背部均布的不少于 16 个测点上测量铁心高度，各点测量值与设计值的偏差不应超过表 3.7-1 的规定。一般取正偏差。

表 3.7-1 定子铁心各测点高度的允许偏差 mm					
铁心高度 <i>h</i>	<i>h</i> <1000	1000≤ <i>h</i> <1500	1500≤ <i>h</i> <2000	2000≤ <i>h</i> <2500	<i>h</i> ≥2500
偏差	-2~+4	-2~+5	-2~+6	-2~+7	-2~+8

3) 铁心上端槽口齿尖的波浪度不大于表 3.7-2 的规定。

表 3.7-2 铁心上端波浪度允许值 mm

铁心长度 <i>l</i>	<i>l</i> <1000	1000≤ <i>l</i> <1500	1500≤ <i>l</i> <2000	2000≤ <i>l</i> <2500	<i>l</i> ≥2500
波浪度	6	7	9	10	11

(6) 定子绕组的嵌装应符合下列要求：

1) 上下层绕组接头相互错位超过 5mm 处应进行整形处理，不应影响接头的可靠施焊。前后距离偏差应在连接套长度范围内。

2) 绕组直线部分嵌入线槽后，单侧间隙超过 0.3mm、连续长度大于 100mm 时，可用半导体垫条塞实，采用半导体槽衬结构的定子绕组，单侧间隙应符合制造厂的规定。

3) 上、下层绕组嵌装后，按规定进行耐电压试验。

4) 绕组嵌装后，应在额定相电压下测定表面电位，槽电位一般小于 10V。

3 转子装配

转子的现场安装主要包括转子支架的焊接、磁轭装压、热打键、挂装磁极及绝缘介电强度试验等。

3.1 转子支架的组装及焊接

在支架中心体外缘对称挂装扇形瓣，焊接过程中应监视支架尺寸的变化，并采取纠偏措施。焊接完成后，进行外观和无损探伤检查。支架的尺寸应符合以下要求：

(1) 影响转子圆度的立筋板外平面的半径与设计值的偏差不应超过空气间隙的±1.5%。对配制立筋垫板或副立筋板的转子支架，其立筋板的半径应在立筋垫板或副立筋板已焊完，并经修磨处理后符合此要求。当立筋垫板在焊接后再刨、铣加工时，其加工后的半径与设计值的偏差不应超过空气间隙的±1%。

(2) 立筋板的垂直度不大于 0.2mm/m。

(3) 轮臂外缘上、下端的弦长应符合设计要求。

(4) 立筋板的挂钩高程偏差不大于 2mm，但相邻两挂钩高程差不大于 1mm。

(5) 制动环板连接面的平面度不超过 2.5mm。

3.2 磁轭装压

(1) 磁轭装压。磁轭装压是转子组装中的关键工序。为保证磁轭的装压质量，应严格执行冲片叠装的工艺要求。

1) 磁轭冲片应先试叠 100mm 高度，检查各部尺寸符合要求后，再正式叠装。

2) 冲片一般由磁轭键和销钉定位。

3) 磁轭压紧用力矩扳手对称、有序进行，宜在圆周方向均匀抽查不少于 10 根螺杆的伸长值，以校核预紧力。永久螺杆的应力和伸长值应符合制造厂规定。

4) 磁轭压紧后，按重量法计算磁轭的叠压系数 *K* 值应不小于 0.99。分段压紧高度一般不大于 800mm。

5) 磁轭叠装过程中，应经常检查和调整其圆度。

6) 磁轭全部压紧后，磁轭的平均高度不得低于磁轭设计高度。同一纵截面上的高度偏差不应大于 5mm。沿圆周方向的高度相对于设计高度的偏差不超过表 3.7-3 的规定。

表 3.7-3 磁轭圆周方向各测点高度允许偏差					
磁轭高度 <i>h</i>	<i>h</i> <1000	1000≤ <i>h</i> <1500	1500≤ <i>h</i> <2000	2000≤ <i>h</i> <2500	<i>h</i> ≥2500
允许偏差	-1~+5	-1~+7	-1~+8	-1~+10	-1~+11

7) 磁轭与轮臂挂钩一般无间隙，个别的不应大

于0.5mm。

8) 磁轭与磁极的接触面,用不短于1m的平尺检查应平直,个别高点应磨平。

(2) 键安装。径向磁轭键安装应满足下列要求:

1) 在冷状态下对称地打紧磁轭键,冷打键时转子支臂与磁轭间在半径方向产生的相对位移一般可根据转子磁轭残余变形的大小,控制其在半径方向的相对位移的平均值为0.08~0.25mm。

2) 磁轭热打键(或热加垫)的紧量必须符合设计要求。

3) 无轴结构的转子,热打键(或热加垫)后应检查转子中心体上、下止口处的变形情况。

4) 对具有磁轭横向键、周向定位键、副定位键和叠片键等多种组合键的安装按制造厂要求进行。

(3) 圆度测量。测量磁轭圆度,各半径与设计半径之差不应大于设计空气间隙值的±3.5%。

(4) 磁极挂装。磁极挂装应满足下列要求:

1) 磁极中心挂装高程偏差应符合表3.7-4的要求。

表 3.7-4 磁极中心挂装高程偏差

磁极铁心长度 (m)	高程允许偏差 (mm)
≤1.5	±1.0
1.5~2.0	±1.5
>2.0	±2.0

2) 额定转速在300r/min及以上的转子,对称方向磁极挂装高程差不大于1.5mm。

3) 磁极挡块应紧靠磁极T(鸽)尾底部,并焊接牢固。

(5) 圆度检查。磁极挂装后检查转子圆度,各半径与设计半径之差不应大于设计空气间隙值的±4%。

(6) 极间连接。磁极接头连接和励磁引线安装,应符合下列要求:

1) 接头错位不应超过接头宽度的10%,接触面电流密度应符合设计要求。

2) 接头与接地导体之间应有不小于8mm的安全距离。绝缘卡板卡紧后,两块卡板端头应有1~2mm间隙。

4 上、下机架装配

4.1 组合式机架装配

(1) 机架组合主要是机架中心体与支臂的螺栓把紧组合,应保证组合面的紧度。螺栓受力应均匀,并有足够的预应力。

(2) 组合面螺栓通常采用冷把紧的方法。大容量水轮发电机可采用热把合螺栓或油压拉伸螺杆的方法。采用热把合螺栓应考虑组合面的间隙、螺栓加热温度、施工速度、螺栓加工精度及测量误差等因素的影响。

(3) 机架组合后局部间隙应不大于0.05mm,螺栓及销钉附近应无间隙。承重机架组合面下端局部不接触长度不得超过长度的10%,全部组合面接触面积应不小于70%。

4.2 焊接式机架装配

将机架中心体置于安装间支墩上,并用框式水平仪和50t千斤顶调水平。中心体、支臂组合面清洗、检查,清除表面浮锈、毛刺、高点,按制造厂出厂标记挂装支臂,用合缝板将各支臂与中心体把合。调整支臂到正确高程上,调整支臂基础板下表面到下导轴承座圈中心的尺寸,调整下机架

各支臂外径弦距。按机架焊接工艺规范进行焊接。

5 发电机总装

定子、转子及机架等已装配和预装配完毕,且水轮机大件已吊入机坑,可进行水轮发电机的总装。总装时应严格遵守安装调整工艺的要求,并依据图纸规定的尺寸以及各部件的实测尺寸,确定调整值。

5.1 定子安装

(1) 定子高程应依据水轮机座环顶面高程为基准进行调整。当水轮机吊入、找正并确定高程后,定子应按水轮机主轴法兰及各部件实测尺寸校核高程。水平调整与高程调整应同时进行,其测点位置取机座顶环垫板。高程误差应不大于±1mm,顶环水平误差不大于0.1mm/m。

(2) 定子中心偏差及圆度调整,应以座环为基准,定出中心。中心线至定子铁心内径的距离,其最大与最小值同所测各点平均值之差,不得超过空气间隙的±4%。

(3) 当转子先吊入机坑并按水轮机中心找正,检查定、转子间的空气间隙,各间隙与平均间隙之差不大于平均间隙的±8%。

5.2 转子安装

(1) 定子找正后便可吊入转子。当转子落在制动器上时应适当调整中心,以免套装推力头时与挡油管相碰。在制动器上要放置垫片,使套装后的推力头与镜板之间有10~15mm间隙,以便把合镜板。

(2) 以定子为基础,通过支柱螺栓调整转子高程。

(3) 借助导轴承推动转子控制定、转子空气间隙实现中心调整。

(4) 若以水轮机主轴中心为基准找正,可在转子吊入后不拆除吊具而测量主轴法兰的轴向间隙,并通过调整制动器上的垫片调整高程。

(5) 应以水轮机法兰水平为准,调整制动器上的垫片高度实现水平调整。两法兰相对水平差应不大于0.03mm/m。高程和水平调整可同时进行。

(6) 测出两法兰的径向偏差,将转子略微吊起,并配合千斤顶移动发电机法兰进行中心调整。

(7) 按转子找正定子,可按上述方法调整转子。并要求两法兰中心偏差小于0.05mm,法兰之间的不平行度小于0.03mm。根据转子吊装前实测的转子水平中心线的高程(即到法兰的垂直距离),校核定、转子的相应高程。

5.3 机架安装

(1) 通常以座环为基准,进行机架高程和中心测量。

(2) 高程测点一般在推力轴承座垫板处或导轴承支柱螺栓中心处。上机架高程一般在与机座接合面处,通过配刨基础垫板调整。对具有基础垫板的下机架,通过楔子板进行调整。对承重机架还应考虑挠度的影响。

(3) 悬挂的测量钢丝中心线的基准误差一般应控制在0.1mm以内。调整时用千斤顶移动机架。机架中心测定也可以主轴为基准。

(4) 调整后的机架高程偏差应不大于±1mm;中心偏差应不大于1mm;水平偏差应不大于0.1mm/m。

5.4 推力轴承安装

推力轴承是水轮发电机最关键的机械部件。推力轴承座

与承重机架预装时,应检查推力轴承的中心及推力轴承座与机架垫板的接触情况。

5.4.1 刚性支撑推力轴承安装

(1) 推力轴承座与垫板的绝缘。安装时,将绝缘垫板清理干净垫入,打入绝缘销钉。轴承座与垫板把紧后,测量绝缘电阻值应不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

(2) 轴承部件安装。将研刮合格并清理干净的推力瓦置于托盘(或托瓦)上,吊装镜板,并调整其高程及水平。确定镜板高程应考虑机组承载的挠度。镜板水平控制在 0.02mm/m 以内。

(3) 热套推力头。推力头与主轴一般采用过渡配合,需要加热套装,采用电加热器加热推力头。对悬式水轮发电机,紧量为 $0.02\sim 0.05\text{mm}$,热套间隙应为 $0.8\sim 1.0\text{mm}$ 。套装时,推力头水平控制在 0.2mm/m 以内。推力头卡环应进行预装。推力头热套后温度降至室温时装入卡环,接触应良好无间隙。

5.4.2 液压式弹性油箱推力轴承安装

(1) 除弹性油箱,其他部件的安装和要求基本同刚性支撑式推力轴承。

(2) 应仔细清扫弹性油箱波纹部分。对双层推力瓦结构,应研配瓦背与托瓦的接触面,其接触点应均匀分布。

(3) 确定镜板的高程应考虑机架挠度值及油箱承载后的压缩变形量。

5.5 推力轴承调整受力

当机组轴线调整合格后,便可进行推力轴承的受力调整工作。

5.5.1 刚性支撑结构推力轴承的受力调整

(1) 捶击法。中、小容量水轮发电机,多采用捶击法调整受力。此法测量及调整简单。调整时,机组应位于中心,镜板处于水平状态,根据机组大小选取 $26.7\sim 53.4\text{N}$ 的大锤。

各支柱螺栓锁定板与支柱螺栓座标记线移动的距离相差不大于 1mm ,且镜板仍保持水平状态,便可认为受力调整合格。

(2) 应变仪法。用应变仪调整受力是刚性或弹性支撑的大容量水轮发电机推力轴承较常用的一种方法。测量前,将应变片贴在托盘易变形处靠近支柱螺栓的中心部位。为了消除由于各托盘加工及贴片位置误差产生的影响,以提高测量的准确度,应预先用压力机和应变仪对每个贴有应变片的托盘进行载荷与应变值关系的测定。

调整时,应使各支柱螺栓紧靠轴瓦,并调好镜板水平。经反复测量和调整,当托盘受力最大值和最小值与平均值之差不超过平均值的 $\pm 10\%$ 时,认为合格。

(3) 千分表法。用千分表调整受力是目前广泛使用的方法。调整前,在每个轴承上装置一块千分表。经反复测量,最后得出较小差值。要求各变形值与平均值之差,应不大于平均变形值的 $\pm 5\%$ 。

5.5.2 弹性油箱支撑结构推力轴承的受力调整

(1) 通常用千分表测量各弹性油箱的伸缩值。受力调整应在主轴垂直并位于中心和镜板处于水平的情况下进行,上、下导轴瓦间隙应调到最小值。每个油箱放置一块千分表,表头顶在装于保护罩上的测量杆上。

(2) 调整时,保护罩底面与油箱底盘的间隙应不小于 3mm 。通过顶起、落下转子,从千分表读数反映各油箱的伸长和压缩变形值,调整支柱螺栓(升高或降低)。为了避

免油箱倾斜所引起的测量误差,测量杆沿着推力轴承的半径方向布置,并且每个油箱装置两块千分表,同顶在一个测量杆上(应折算到承载后油箱中心的变形值),经反复测量和调整直至合格。

(3) 要求各弹性油箱压缩量的偏差不大于 0.2mm ,且镜板水平符合要求。

5.6 机组中心调整

(1) 指转动部分中心调整。机组轴线合格以及受力调整后,可进行机组中心调整。精确的调整可消除机组运转中由于气隙不均匀而产生的不平衡磁拉力,同时也可防止由于水力不平衡引起的振动和摆动的增大。应使定、转子空气间隙和水轮机转子体与迷宫环的间隙在规定的范围内,并使转动部分的旋转中心线,尽可能处于机组固定部分的中心位置。

(2) 应以水轮机固定迷宫环中心为基准,以迷宫环间隙找正机组中心。根据各部分测得的间隙值,确定调整的方向和大小。调整时,推力瓦面上应涂以润滑油用千分表监视移动量。对悬式机组,在镜板处设千斤顶调整;对伞式机组,借助于下导轴瓦调整。中心确定后将导轴瓦抱紧固定,并在水轮机迷宫环间隙处,对称4个方向用楔子板打紧以防中心移动。

(3) 检查定、转子间上、下端空气隙的均匀度,以及各导轴承座圈与大轴的间距。

5.7 导轴承瓦间隙的确定

(1) 机组中心确定后,应根据盘车测定的合格摆度值确定导轴瓦单侧间隙的分配值。摆度大的方向间隙应调小些,但不宜小于 0.03mm 。

(2) 对悬式机组,水轮机导轴瓦间隙已按盘车摆度值调整到正确位置,并且上导轴颈已处在中心位置,则上导轴瓦单侧间隙可取设计间隙平均值,下导轴瓦单侧间隙应考虑轴线的实际位置和摆度方位分配确定。

(3) 导瓦间隙是通过导瓦背面与支柱螺栓(球面支柱等)间的间隙而测得的,其偏差不超过 $\pm 0.02\text{mm}$ 。

(4) 对采用弹性油箱支撑的推力轴承,由于它具有良好的自调性能,因此,各部导轴瓦间隙可按设计值均匀调整,不考虑摆度值。如主轴不在中心位置,仅从平均值中减去偏心值即可。

6 工地试验

按照 GB/T 7894《水轮发电机基本技术条件》的规定,水轮发电机应进行厂内检查试验,完成装配后进行现场交接试验、启动试运行试验、72h 连续运行、考核试验、性能试验、型式试验。所有试验项目能在制造厂内进行的,均应在制造厂内完成。对于定子铁心、转子磁轭在现场叠装或不能在制造厂内进行总装配和试验的水轮发电机,应以国家标准和制造厂的技术文件或有关规程为依据,在工地现场安装完毕后,且在制造厂技术人员指导和监督下进行试验。

6.1 水轮发电机试验标准

主要试验标准有:

GB 755 旋转电机 定额和性能

GB/T 1029 三相同步发电机试验方法

GB/T 2521 冷轧晶粒取向、无取向磁性钢带(片)

GB/T 5321 量热法测定电机的损耗及效率

GB/T 6075.5 在非旋转部件上测量和评价机器的机械振动 第五部分：水力发电厂和泵站机组

GB/T 7409.3 同步电机励磁系统大、中型同步发电机励磁系统技术要求

GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件

GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范

GB/T 10069.1 旋转电机噪声测定方法及限值噪声工程测定方法

GB/T 10069.2 旋转电机噪声测定方法及限值噪声简易测定方法

GB/T 10585 中小型同步电机励磁系统基本技术要求

GB/T 11348.5 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第五部分：水力发电厂和泵站机组

GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

JB/T 1270 水轮机、水轮发电机大轴锻件技术条件

JB/T 6204 大型高压交流电机定子绝缘耐压试验规范

JB/T 7023 水轮发电机镜板锻件技术条件

JB/T 7607 立式电机轴承用 LYJH 型油冷却器

JB/T 7608 高压交流电机线圈绝缘介质损耗角正切试验方法及限值

JB/T 7836.1 电机用电加热器 第一部分：通用技术条件

JB/T 8445 三相同步发电机负序电流承受能力试验方法

JB/T 10098 交流电机定子成型线圈耐冲击电压水平

JB/T 56041.1 电机用埋置式热电阻一般规定、检验方法和检验规则

DL/T 507 水轮发电机组启动试验规程

DL/T 730 《进口水轮发电机（发电/电动机）设备技术规范》

6.2 水轮发电机试验

6.2.1 厂内主要检查试验项目

(1) 硅钢片的磁化特性及损耗试验。

(2) 关键部位材料的化学成分和机械性能试验。关键部位包括转轴、转子支架、冲片、推力头、镜板、推力轴承弹性支撑件、直接液冷水轮发电机空心导线等。

(3) 转子单个绕组电阻和绝缘电阻测定及定子、转子单个绕组耐电压试验。

(4) 定子多匝叠绕绕组匝间耐电压试验。

(5) 定子单个绕组冷热状态的介质损耗试验，介质损耗角正切及其常态增量测定，起晕电压测定。

(6) 定子线棒绝缘的工频击穿电压试验。按随机抽样试验，试验电压应以 1kV/s 的速度逐步升高，直至定子线棒绝缘击穿为止。如通过，则认为全部合格，如有击穿再随机抽样试验。

(7) 转子绕组匝间绝缘耐电压试验。

(8) 水轮发电机轴和水轮机轴的预组装并检查轴线偏差，水轮发电机轴或推力头与转子中心体的预组装并检查轴线偏差。

(9) 对工件尺寸、装配尺寸进行校验，对部件进行预组装。部件包括定子分瓣机座、圆盘式转子支架、导轴承和推力轴承装配及盖板、挡风板装配等。

(10) 所有承受水压、油压、气压的部件和管路及其连接件应进行压力试验。

(11) 直接液冷定子线棒和转子绕组的水压、流量试验。

(12) 如有必要，进行新型或大型水轮发电机推力轴承的负荷试验及通风系统运行状态的模型试验。

对在制造厂内完成定子、转子分装配的水轮发电机，厂内检查试验项目还应包括 6.2.2 中的 (1) ~ (10) 试验项目。

6.2.2 现场主要交接试验项目

(1) 定子铁心磁化试验。定子铁心磁化试验是利用专门缠绕在定子铁心的励磁绕组，通以工频交流电流，使之在定子铁心内部产生交变磁通（接近饱和状态），使铁心中绝缘劣化的部分产生较大的涡流，则该处温度很快升高，然后用温度计或红外热像仪测出各部位温升，判别水轮发电机定子铁心质量是否合格。

试验前，应测量定子铁心初始温度和环境温度。试验时，在励磁绕组中施加工频交流电源，调整励磁绕组端电压，使定子铁心磁通密度接近 1.0T。试验持续时间为 90min。

铁心质量判别，在规定的磁通密度下，试验经过规定时间后，铁心最大温升 Δt_{\max} 限值为： $\Delta t_{\max} \leq 25K$ ；相同部位（定子齿或槽）温差 δ_t 限值为： $\delta_t \leq 15K$ 。

(2) 直接液冷定子和转子绕组的水压、流量和检漏试验。

(3) 绕组对机壳及绕组相互间绝缘电阻的测定。定子绕组吸收比 R_{60}/R_{15} 应不小于 1.3。定子绕组极化指数 R_{10}/R_1 应不小于 2.0（在温度为 +40℃ 以下测量时）。转子绕组绝缘电阻值应不低于 0.5MΩ（在温度为 10~30℃ 测量时）。

(4) 检温元件的绝缘电阻测定。埋置检温元件的绝缘电阻值应不低于 1MΩ（在温度为 10~30℃ 测量时）。

(5) 绕组在实际冷状态下直流电阻的测定。可用电桥法、微欧计法、电压表—电流表法或者其他测量方法测量。

定子绕组在实际冷状态下，直流电阻最大与最小两相间的差值，在校正了引线长度不同引起的误差后应不超过最小值的 2%。

(6) 定子绕组直流耐电压及泄漏电流的测定。

(7) 绕组工频交流耐电压试验。

(8) 定子绕组整体起晕电压试验。发电机整机定子绕组整体起晕电压不应低于 1.1 倍额定线电压，以端部无明显晕带和连续的金黄色亮点为准。

(9) 定子绕组对地电容电流的测定。

(10) 转子每个磁极交流阻抗的测定。试验电流应控制在 80% 额定励磁电流以下，或试验所加电压不应超过额定励磁电压。

(11) 轴承绝缘电阻的测定。轴承绝缘电阻的测定用不高于 1000V 的绝缘电阻表测量。推力轴承和导轴承的绝缘电阻值应不低于 1MΩ（在温度为 10~30℃ 测量时）。

(12) 油气水系统试验（压力和功能试验）。

6.2.3 启动试运行主要试验项目

(1) 轴承温度的测定。水轮发电机在额定运行工况下，其轴承的最高温度采用埋置检温计测量，应不超过下列数值：

推力轴承巴氏合金瓦	80℃
推力轴承塑料瓦体	55℃
导轴承巴氏合金瓦	75℃
座式滑动轴承巴氏合金瓦	80℃

(2) 振动测定。

(3) 动平衡试验。

- (4) 过速试验。
- (5) 相序测定。
- (6) 轴电压测定。

(7) 短时过电流和升高电压试验。短时过电流试验时,发电机应处于接近工作温度的热状态下进行。在短时过电流试验中,发电机应不发生冒烟、臭味和有害变形等异常情况。对于液内冷及高电负荷的水轮发电机,要注意端部结构件过热现象。

(8) 空载特性试验。空载电枢电压应达到额定值的1.3倍或额定励磁电流所对应的电压值。

(9) 三相稳态短路特性试验。电枢电流应达到1.2倍额定电流。

(10) 额定励磁电流和电压变化率的测定。额定励磁电流可采用直接负载法测定或绘图法来确定。电压变化率可采用直接负载法测定或额定励磁电流法测定。

(11) 电压波形正弦性畸变率的测定。水轮发电机在空载及额定电压下,线电压波形正弦性畸变率应为:额定容量大于300kVA者不超过5%;额定容量为300kVA及以下者不超过10%。

(12) 电压谐波因数的测定。水轮发电机在空载额定电压和额定转速时,线电压电压谐波因数(THF)应为:额定容量为300kVA~1MVA者不超过5%;额定容量大于1~5MVA者不超过3%;额定容量大于5MVA者不超过1.5%。

(13) 甩负荷试验。甩100%负荷时,水轮发电机电枢电压超调量应不大于15%~20%额定电压值,调节时间不大于5s,电压摆动次数不超过3~5次。

(14) 噪声的测定。在水轮发电机盖板外缘上方垂直距离1m处测量的噪声水平应为:额定转速为250r/min及以下者不超过80dB(A);额定转速高于250r/min者不超过85dB(A)。

6.2.4 性能试验项目

(1) 绕组电抗和时间常数的测定。进行以下项目测试:

1) 直轴同步电抗 X_d 可用空载饱和特性与三相稳态短路特性确定或用低转差率试验确定。

2) 短路比 K_s 可用空载饱和特性与三相稳态短路特性确定。

3) 交轴同步电抗 X_q 可用反励磁试验确定或用低转差率试验确定。

4) 直轴瞬态电抗 X'_d 可用三相突然短路试验确定或电压恢复试验确定。

5) 直轴超瞬态电抗 X''_d 可用转子处于任意位置时的外施电压试验确定、用转子特定位置时的外施电压试验确定、三相突然短路试验确定或电压恢复试验确定。

6) 交轴超瞬态电抗 X''_q 可用转子处于任意位置时的外施电压试验确定或用转子特定位置时的外施电压试验确定。

7) 零序电抗 X_0 可用三相绕组外施单相电压试验确定或两相对中性点稳态短路试验确定。

8) 负序电抗 X_2 可用两相稳态短路试验确定或逆同步旋转试验确定。

9) 直轴瞬态开路时间常数 T'_{d0} 可用电压恢复试验确定或电枢绕组开路时的励磁电流衰减试验确定。

10) 直轴瞬态短路时间常数 T'_d 可用三相突然短路试验确定或电枢绕组短路时的励磁电流衰减试验确定。

11) 直轴超瞬态短路时间常数 T''_d 可用三相突然短路试

验确定。

12) 电枢绕组短路时的非周期分量时间常数 T_a 可用三相突然短路试验确定。

(2) 效率及损耗试验。效率及损耗可采用量热法、或自减速法进行测定。推力轴承损耗,只计入由水轮发电机转动部分引起的那部分损耗。

(3) 温升试验。水轮发电机绕组或其他部分的温度测量方法有三种:电阻法、温度计法和埋置检温计法,不同的方法不应作为相互校核用。

根据试验设备条件,可采用直接负载法、低功率因数负载法或空载短路法进行温升试验。

(4) 过励调相及欠励进相运行试验,可按用户要求进行。

1) 进相运行试验有关限值的规定:根据发电机运行规程,水轮发电机的最低运行电压,应根据稳定运行和厂用电电压的要求来确定,一般不应低于额定值的90%。水轮发电机端电压变化范围不得超过 $\pm 5\%$ 额定电压。

定子电流变化范围不得超过 $\pm 5\%$ 额定电流。

定子边段铁心温度不得超过120℃,压指温度不得超过130℃,压圈温度不得超过200℃。

进相运行时,网络电压不得低于调度局给定的运行电压下限值。

机组振动不得超过250 μ m。

2) 进相运行测量:测量定子三相电流、定子三相电压、有功功率、无功功率、功率因数、功角;测量转子电压、转子电流;测量网络侧三相电压、厂用电三相电压。

一般应在水轮发电机端部埋设检温元件,在端部的压圈、压指、阶梯铁心、螺杆等处理设热电偶(铜—康铜热电偶)测点约为20个。

3) 进相运行试验:进相运行试验时,试验机组应按试验要求进行调整,厂内其他发电机均处于迟相正常运行状态,保持正常有功功率和无功功率不变,自动励磁调节器投入运行。

水轮发电机在某一有功负荷下运行。保持有功负荷不变,逐步增加无功负荷,观察机组运行情况,找到最大进相点。每一步都读取机组三相定子电流、机端三相定子电压、励磁电流、励磁电压、有功功率、无功功率、功角、线路电压、线路有功和无功功率,并监测发电机各部温度和机组振动。进行完第一个试验工况后,缓慢增加励磁电流,增加有功出力,使其达到第二工况的有功值。重复上述试验步骤,直到完成所有工况。

在第一工况和最后工况进行温升试验,机组稳定温升约需5h。

4) 滞相无功试验:水轮发电机组并网,增加有功功率,保持有功功率为一定值条件下,逐步增加无功功率,每步记录机组三相定子电流、机端三相定子电压、励磁电流、励磁电压、有功功率、无功功率、功角、线路电压、线路有功和无功。在无功功率增加达到试验允许最大值后,一个有功水平下的滞相无功试验即告完成。然后增加有功功率至一个新工况,在此有功功率下,逐步增加无功功率至最大无功允许值为止。滞相无功试验仅在额定有功功率下测量发电机温升。

(5) 转动惯量试验。可采用自减速试验法测定。

(6) 三相突然短路试验。可按用户要求进行。本试验系破坏性试验,试验前必须仔细检查水轮发电机装配及安装质量,如电枢绕组端部绑扎是否牢固、转子紧固螺母是否旋

紧、发电机基础是否处于良好状态、地脚螺栓及螺母是否旋紧等。试验前，应测定绕组对机壳及相互间的绝缘电阻。

在进行突然短路时，不允许有人留在被试电机、短路开关及引线（尽可能短）附近，以保证人身安全。试验时，电机应接近工作温度，如无其他规定，试验应在电机空载而励

磁他励相应于 1.05 倍额定电压下进行，短路共历时 3s。

消除短路后，应不产生有害变形且能承受耐电压试验。

(7) 飞逸转速试验。可按用户要求进行。由用户选择一台机组在设备保证期内的适当时机，进行水轮发电机性能试验。



第 4 篇 电气主接线和电气设备

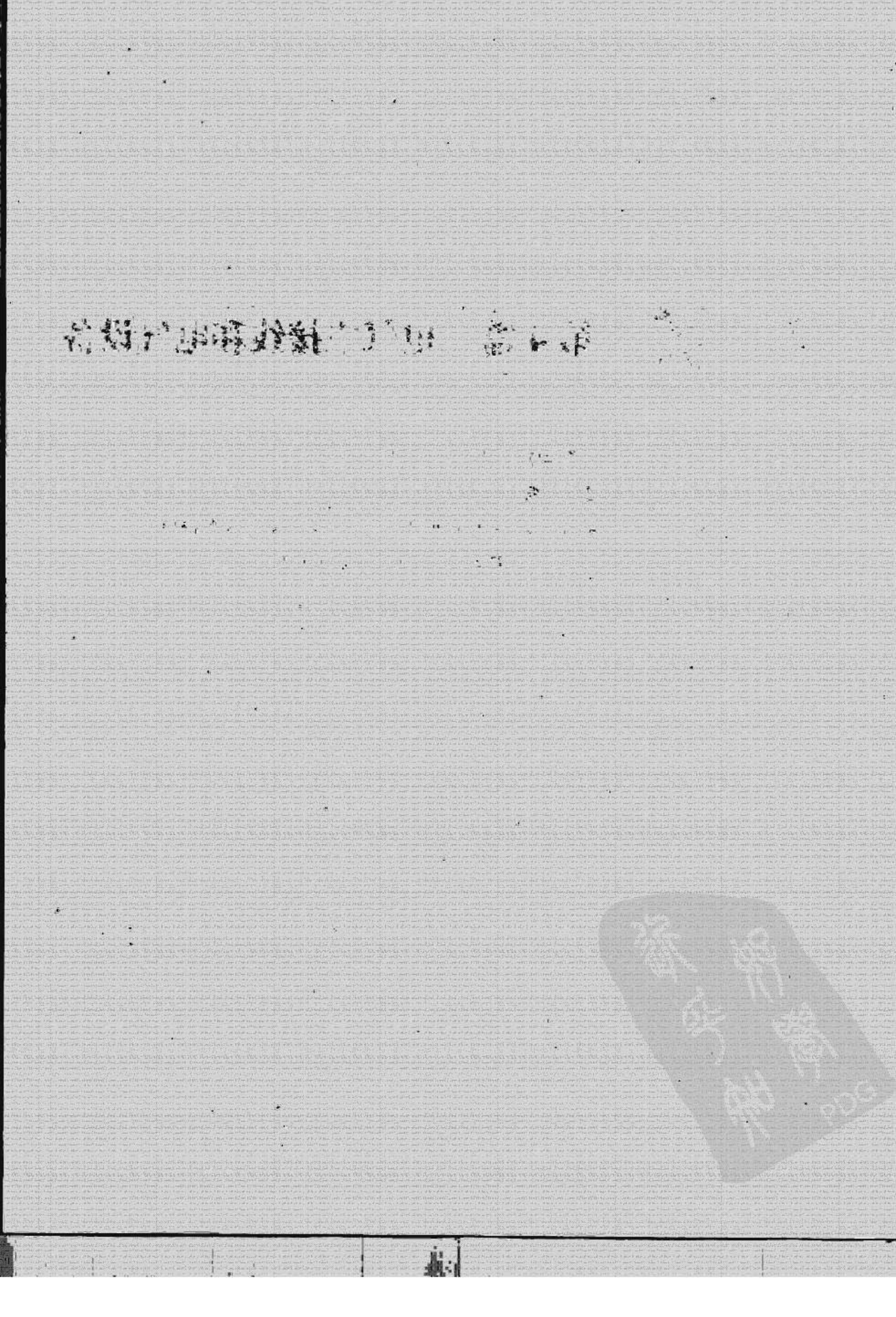
主编单位：中国水电工程顾问集团公司

主 编：李定中

编写人员：余国铨(中国水电顾问集团华东勘测设计研究院)

舒廉甫(长江勘测规划设计研究院)





第1章 电气主接线

1 概述

电气主接线是把发电机、变压器和断路器等主要电气设备通过导体和母线有机地连接起来,构成电站汇集和分配电能的一个系统,它是电站电气部分设计、施工、安装、运行的主要依据。

大、中型水电站多处山区,距负荷中心较远,需用比发电机电压更高的电压来输电,所以电气主接线一般都包含发电机电压侧接线和升高电压侧接线两部分。发电机电压侧接线表明发电机与主变压器的连接关系。发电机经变压器将电压升高后通过高压断路器、隔离开关等电气设备构成升高电压侧接线,再经输电线路与电力系统连接。只有供电范围和供电负荷都很小的小型水电站,才可能由发电机直配线直接向用户供电,此时电气主接线仅有发电机电压接线。

水电站电气主接线具有以下特点:

(1) 水电站多处于山区,距负荷中心较远,主要采用高电压远距离向电力系统送电。接在机端的厂用电负荷很小,一般也不在机端接电站附近地区大功率的用电负荷,即使机端接有地区用电负荷,往往仍需考虑电站全部装机容量外送系统的可能性,故主变压器容量按机组容量确定。

(2) 水电站在电力系统中的工作方式主要由电站水能特性确定,一般除径流式电站外,水能可通过水库调节而储存,因而大部分水电站都承担电力系统调峰、调频、事故和检修备用任务,必要时还可作调相和进相运行。电站开、停机频繁,最大负荷的利用小时数较少。机组开、停机程序较简单,启动、停机快,增减出力速度快,容易实现自动化。

(3) 若规划中明确电站装机规模分期建设时,其主接线应按最终规模考虑,并采取分期过渡措施。

(4) 水电站电气设备布置和进出线走廊所受制约因素较多,如地形地质条件、水工建筑物布置等,在满足安全送电前提下,宜尽量简化接线,减少出线电压等级和回路数。中型梯级电站群或地理位置相近的中型水电站群,有条件时,宜在其中一个电站或附近适合地点设置联合开关站与电力系统连接,以简化其余梯级电站的接线。

(5) 特大型水电站,由于枢纽布置或电力系统短路容量超过电气设备允许值,可能将电站机组分别布置在两个或两个以上的厂房,此时要统一考虑电气主接线的连接和控制方式。

(6) 水电站多处于山区,交通运输较困难,确定主接线时需考虑大型设备如水轮发电机组、主变压器等重大件的运输问题。

根据以上特点,水电站电气主接线设计一般应满足以下要求:

(1) 可靠性。

保证供电可靠性是电站设计的重要任务,电气主接线首先要满足这个要求。但要求供电绝对可靠,实际上是不现实的,只能保证电气主接线的可靠性控制在合理范围内。

电气主接线的可靠性是它的各组成元件,包括电工一次和二次设备,在规定的运行条件下和预定的时间内完成规定

功能的综合能力。因此电气主接线设计时,不仅要考虑一次设备,同时还应考虑二次设备的故障率对供电可靠性的影响。

(2) 灵活性。

为了满足电力系统调度的需要,电气主接线应能方便、灵活地切换机组、变压器或线路,调配电源和负荷,并能满足系统在事故运行方式、检修运行方式以及特殊运行方式下的稳定性要求;应能方便地停运和切换各电气设备,进行维护检修,而不影响电力系统的运行或供电。对分期建设的水电站还应便于从初期接线顺利过渡到最终接线。

(3) 经济性。

在满足上述要求的前提下,电气主接线应力求简单清晰,以节约投资和年运行费用;同时应考虑是否影响电站大量弃水、电站的安全和电站的综合效益等。由于水电站多处山区,电气主接线要为配电装置布置创造有利条件,以节约用地、减少开挖、利于环保等;同时要合理选择变压器型式及其与机组的组合方式,以减少电能损耗。

对电气主接线方案的比较,传统上一直沿用静态技术经济评价方法。近年来,可靠性计算技术发展较快,且逐步由定性向定量分析进步,20世纪70年代末,电力工业将其引进。近年来,我国各水电设计院与高等院校密切合作,对我国大型水电厂的电气主接线几乎都进行了可靠性计算和相关的分析论证。但是,目前计算方法还不统一,尚缺乏符合我国实际的、较为完整的可靠性指标统计数据 and 便于操作的可靠性判据,仍处于逐步探索和总结经验的阶段,故修订后的《水力发电厂机电设计规范》仅规定对750MW及以上装机容量的大型水电厂需进行电气主接线的可靠性计算,特别是要考虑到30年事故停电损失和检修、运行维护等费用进行动态分析,以便根据计算得到的可靠性指标,进行分析比较,为水电站电气主接线方案优选提供科学决策的参考依据。

2 发电机电压侧接线

发电机电压侧接线是指发电机与发电机电压电气设备和变压器连接的电路。它表明发电机、断路器、导体、变压器等主要电气设备的连接方式。接线有两种:

2.1 有汇流母线的接线

常用的接线有发电机单母线接线、发电机单母线隔离开关分段接线、发电机单母线断路器分段接线。

2.1.1 单母线接线

发电机功率的汇集和分配由一条汇流母线来完成。其优点是:

(1) 接线简单清晰,运行方便。

(2) 配电装置便于扩建。

(3) 主变压器台数和发电机台数可不一致,一般可采用较少的变压器台数送出全部电能,节省主变压器和高压断路器等设备投资,减少电能损耗和布置场地。

(4) 从发电机引出直配供电线路较为方便。

(5) 可采用成套配电装置, 简化布置。

缺点是:

(1) 母线或与母线连接的隔离开关故障或检修时, 需全部停电, 可靠性差。

(2) 发电机配电装置元件较单元接线多, 增加维修工作量。

这种接线一般适用于发电机台数不多 (如 4 台以下)、单机容量不大 (如 15MW 以下) 的中、小型水电站。

2.1.2 单母线隔离开关分段接线

用隔离开关将单母线接线分段。这种接线除了分段隔离开关故障或检修需全变电站停电外, 当一段母线及所接隔离开关故障或检修时, 只需短时全变电站停电, 将分段隔离开关断开, 仍可保持另一段母线所接机组送电, 可靠性和灵活性比单母线接线稍高。其他优缺点与单母线接线相同, 适用范围也与单母线接线相同。

2.1.3 单母线断路器分段接线

用断路器将单母线接线分段。当一段母线及所接隔离开关故障时, 分段断路器在继电保护装置的作用下, 能自动将故障母线段切除, 从而保证了正常段母线不间断供电, 在一定程度上克服了单母线接线的缺点, 提高了供电可靠性。但是分段断路器故障时, 需全变电站停电, 而且当一段母线检修时, 该段母线上所有设备都要在检修期间停电。这种接线一般适用于中型水电站。

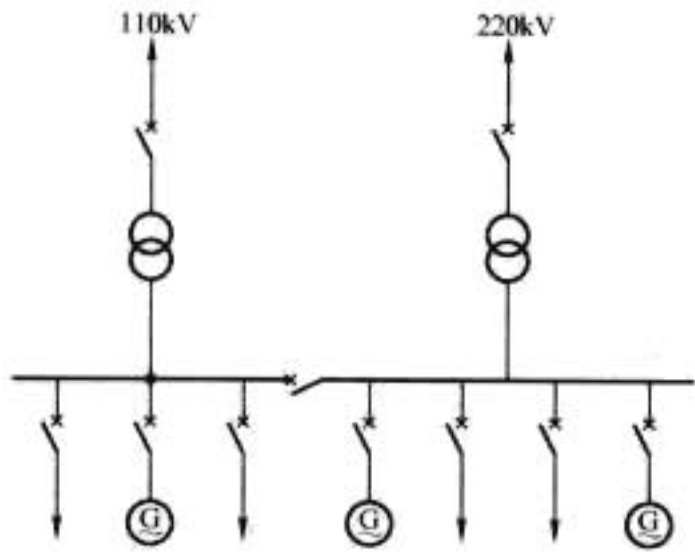


图 4.1-1 单母线接线图

2.2 发电机—变压器组合接线

发电机和变压器串联连接的电路称为发电机—变压器组合接线, 有三种方式:

(1) 单元接线——一台发电机直接 (或经断路器) 与一台主变压器连接成一个单元的接线方式, 见图 4.1-2。

(2) 扩大单元接线——两台 (或两台以上) 发电机分别经断路器与一台变压器连接成一个单元的接线方式, 如图 4.1-3 所示。

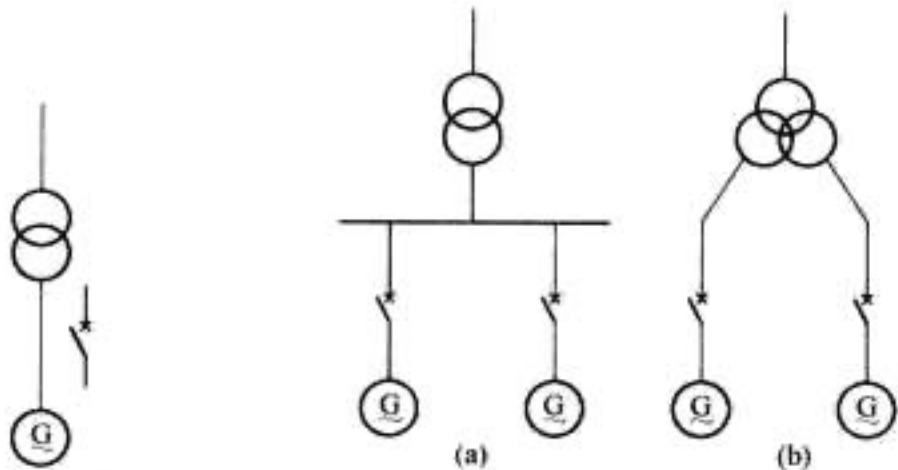


图 4.1-2 单元接线

图 4.1-3 扩大单元接线

(a) 扩大单元接线之一;

(b) 扩大单元接线之二

(3) 联合单元接线——两组 (或两组以上) 单元接线联

合在一起的接线方式, 见图 4.1-4。

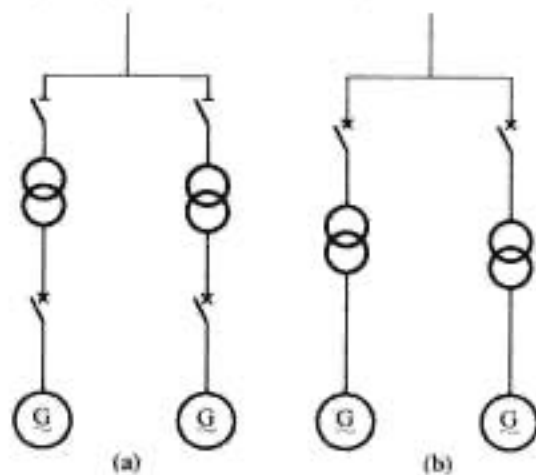


图 4.1-4 联合单元接线

(a) 联合单元接线之一; (b) 联合单元接线之二

2.2.1 单元接线

此种接线的主要优点是:

(1) 接线简单清晰, 运行可靠灵活, 故障影响范围最小, 主变压器容量与发电机相同。

(2) 发电机电压设备最少, 布置简单方便, 维护工作量最少。

(3) 继电保护简单。

主要缺点是:

(1) 主变压器与高压断路器数量最多, 增加主变压器布置场地与设备投资, 主变压器维护工作量大。

(2) 变压器高压侧出线回路多, 布置复杂, 对简化开关站高压侧接线不利。

(3) 主变压器故障时影响机组发电。

适用范围为: 一般单机容量在 200MW 及以上机组; 经方案比较若其他接线不合适, 且不能满足电力系统运行要求时采用。

2.2.2 扩大单元接线

此种接线的主要优点是:

(1) 接线简单, 运行方便。

(2) 与单元接线比较, 减少主变压器台数及相应的高压设备, 缩小布置场地, 节省投资。

(3) 任一台机组停机, 不影响厂用电电源供电; 本单元机组停机, 仍可由变压器倒送厂用电电源。

(4) 减少主变压器高压侧出线, 可简化布置和开关站高压侧接线。

(5) 对大容量主变压器, 若低压侧采用分裂绕组, 可限制发电机出现短路电流, 且可不增加短段母线。

主要缺点是:

(1) 主变压器故障或检修时, 两台机组容量不能送出。

(2) 增加两台发电机出口断路器, 且增大发电机出线短路电流。

(3) 发电机电压侧增加短段母线, 布置稍复杂。

(4) 需考虑主变压器运输质量和尺寸是否满足山区公路运输条件。

适用范围为: 只要电力系统运行和水库调节性能允许, 就可使用。

扩大单元主变压器允许容量, 可根据电力系统运行要求和制造、运输条件确定。一般不大于电力系统总装机容量的 8%~10%, 但应考虑系统稳定允许的工作条件和故障时因切除一个扩大单元所造成的经济损失。

当只有一个扩大单元时, 除满足系统允许条件外, 应考虑主变压器回路故障或检修时会弃水, 并需有可靠的外来厂用电电源。

2.2.3 联合单元接线

此种接线的主要优点是：

(1) 变压器数量与机组相同，但减少主变压器至开关站的进线回路数，有利于进线布置、简化升高电压侧的接线和开关站布置。

(2) 与单元接线比较，任一机组停机，仍可由主变压器倒送厂用电电源。

(3) 任一台主变压器故障或检修时，接在本联合单元的另一台主变压器需暂时停机，但通过隔离开关切换后即可恢复送电，这与扩大单元比较，具有一定的灵活性。

主要缺点是：

(1) 主变压器高压侧有短段母线和隔离开关，增加变压器场布置面积和复杂性。

(2) 一台机组停机（只开断发电机侧断路器），主变压器仍可带电运行，但增加空载损耗。

适用范围为：

(1) 适用于大容量机组，且要求简化开关站接线和主变压器至开关站的进线布置时。

(2) 当发电机主变压器单元分期安装时，采用这种接线相比扩大单元接线，可减少初期投资。

(3) 当采用扩大单元接线时，由于主变压器制造和运输条件等原因，需采用单相主变压器组。而联合单元接线则可用三相主变压器，且仍可减少变压器与开关站间的连接线及开关站高压断路器和间隔的数量。

3 升高电压侧接线

水电站常用的升高电压侧接线方案有：变压器—线路组接线；桥形接线；单母线接线；双母线接线；角形接线；3/2断路器接线；均衡母线接线；母线变压器接线等。

3.1 变压器—线路组接线

变压器直接和线路连接的接线方式。一般在主变压器高压侧装有断路器，见图 4.1-5 (a)；也有高压侧不设断路器的，见图 4.1-5 (b)，但此时要考虑发电机或主变压器内部故障时能否迅速切断线路对侧断路器和发电机出口断路器。

此种接线的优点是：

(1) 接线简单，设备少。

(2) 高压配电装置布置简单，占地面积小。

缺点是：

(1) 线路故障或检修时，主变压器停运。

(2) 主变压器故障或检修时，线路停运。

适用范围为：

(1) 没有近区负荷，仅需将电能集中送至离电站较近的枢纽变电所或距离较近的梯级水电站联合开关站的大、中容量机组。

(2) 电站初期发电时的过渡接线。

3.2 桥形接线

两个高压侧设有断路器的变压器—线路组接线中间经过一台断路器作为桥连接起来的接线方式。可分为外桥形、内桥形和双外桥形、双内桥四种接线，见图 4.1-6～图 4.1-9。

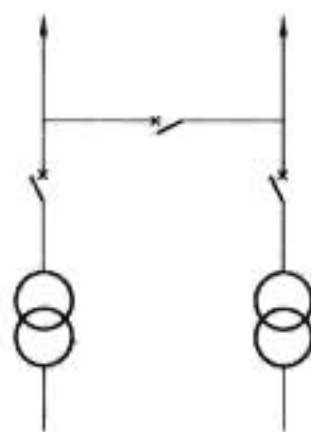


图 4.1-6 外桥形接线

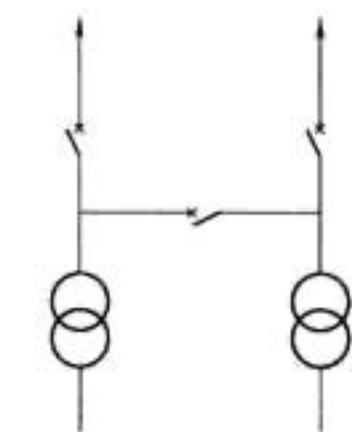


图 4.1-7 内桥形接线

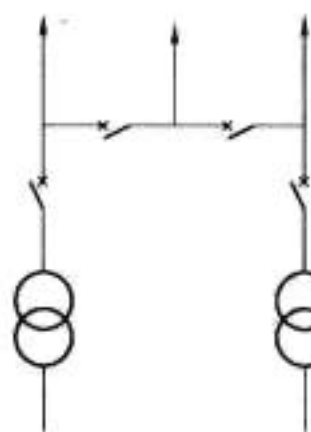


图 4.1-8 双外桥形接线

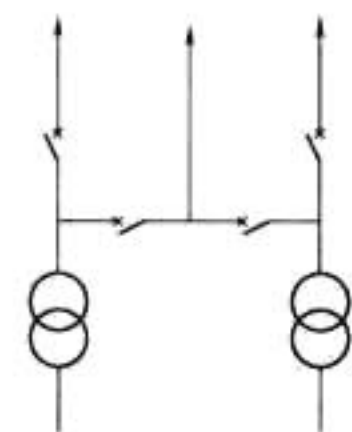


图 4.1-9 双内桥形接线

3.2.1 外桥形接线

连接桥断路器接在线路断路器的外侧，其他两台断路器接在变压器回路中，见图 4.1-6。

其优点是：

(1) 接线简单，高压断路器数量少。

(2) 开关站布置较简单，占地面积小。

(3) 主变压器的投入或切除比较方便，一台主变压器故障，只断开一台断路器，不影响线路和另一台主变压器的运行。

缺点是：

(1) 变压器回路的断路器故障或检修时，会使电站一半机组停电。连接桥断路器故障时，则全站需短时停电。

(2) 一回线路故障时，需暂时影响电站一半功率送出，且同时开断两台断路器。拉开线路侧隔离开关后，电站全部功率可由一回线路送出。

(3) 连接桥断路器检修时，两回线路需解列运行，如有穿越功率通过，则将受到限制。

(4) 变压器回路断路器检修或故障时，将停运变压器。为了在检修变压器回路的断路器时不中断变压器的正常运行，可加装正常开断运行的跨条，跨条上装两组隔离开关和电流互感器，以满足运行操作和继电保护要求。但若此时任一组变压器回路故障，都将使全站停电，且断路器要满足并联开断的要求。

这种接线一般适用于担负系统调峰任务、变压器切合频繁，或出线线路较短、没有穿越功率的电站。

3.2.2 内桥形接线

连接桥断路器接在线路断路器的内侧，其他两台断路器接在线路上，见图 4.1-7。

其优点是：

(1) 接线简单，高压断路器数量少。

(2) 开关站布置较简单，占地面积小。

(3) 线路的投入或切除比较方便，并且当线路发生故障时，仅故障线路的断路器断开，不影响其他回路运行。

缺点是：

(1) 变压器回路故障，使电站一半机组停电。连接桥断路器故障，则全站需短时停电。

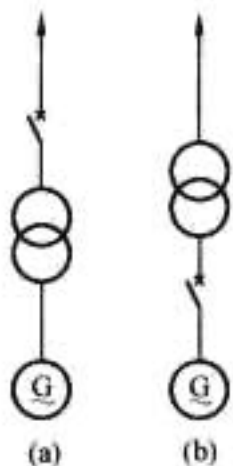


图 4.1-5 变压器—
线路组接线图

(2) 一台变压器故障,需同时开断两台断路器,并切除一回线路。经隔离开关操作后,电站一半功率可向两回线路送电。

(3) 连接桥断路器检修时,两回线路需解列运行,如有穿越功率通过时将受到限制。

(4) 线路侧断路器检修或故障时,将停运线路。为了在检修线路侧断路器时不中断线路的正常运行,也可加装正常断开运行的外跨条(带双隔离开关)。但若此时任一回路故障,都将使全站停电,且断路器要满足并联开断的要求。

(5) 变压器正常操作时影响穿越功率。这种接线一般适用于主变压器不经常切合或线路较长的电站。当线路位于多雷电日地区或重污秽地区,且线路故障率较高时,一般也采用此种接线。

3.2.3 双外桥接线

当有三回出线和二回进线时,将一回出线跨接在两个连接桥断路器之间,见图4.1-8。其优、缺点和适用范围与外桥形接线相同。

3.2.4 双内桥接线

当有三回进线和二回出线时,将一台变压器连接在两个连接桥断路器之间,见图4.1-9。其优、缺点和适用范围与内桥形接线相同。

3.3 单母线及单母线分段接线

3.3.1 单母线接线

每回进线和出线都经过一台断路器和一台隔离开关连接到一条汇流母线上的接线方式,见图4.1-10。

其优点是:

- (1) 接线简单、清晰。
- (2) 每一进出线回路各接一组断路器,正常运行操作由断路器进行,便于实现自动化、远动化。

(3) 断路器与进出线回路数相等,设备少,投资省,继电保护简单,对于35~110kV电压等级,有利于采用成套配电装置或手车式断路器,布置紧凑。

缺点是:

- (1) 断路器检修时,所连接回路需停电。
- (2) 连接在母线上的元件故障或母线故障停电检修时,将造成全电站停电。

3.3.2 单母线分段接线

单母线用断路器分段时,即成单母线分段接线,如图4.1-11所示。将单母线分成两段或多段的接线方式,比单母线接线增加了可靠性。

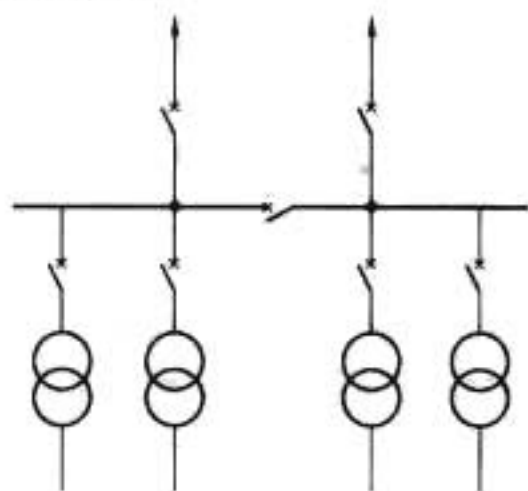


图 4.1-11 单母线分段接线

优点是:母线及所连接元件故障或检修时,只影响一段母线,且其所连接的回路停电。

缺点是:增加了分段断路器,投资、布置面积稍有增加。

单母线断路器分段接线,一般适用于在电力系统中不十分重要的水电站。对重要负荷一般用两回路分别接在两段母线上供电。电站的出线电压为35~60kV,回路数一般少于8回;出线电压为110~220kV,回路数一般少于4~6回。

3.4 双母线及双母线带旁路母线接线

3.4.1 双母线接线

每回进线和出线都经一台断路器和两台隔离开关分别接到两条汇流母线上的接线方式。两条母线经常同时工作,并可通过母线联络断路器并联运行,见图4.1-12(a)。

其优点是:

- (1) 可以轮流检修母线而不致供电中断。
- (2) 一条母线所连接的设备故障,不影响另一条母线供电。将故障线路所接回路切换到另一条母线后即可恢复供电,运行灵活、可靠。

(3) 调度灵活。各个电源和出线回路的负荷可任意分配到某一条母线上,因而可以灵活地适应系统中各种运行方式调度和潮流变化的需要。

(4) 扩建方便。双母线接线可顺延扩建,施工时也不会引起原有已运行设备的长期停电。当有双回线路时,可以顺序布置,而不致像单母线分段接线那样,为连接于不同母线段而导致出线的交叉跨越。

(5) 便于试验。在个别回路需要单独试验时,可将该回路分开,单独接至一条母线上。

缺点是:

- (1) 隔离开关数量多,切换母线操作过程比较复杂,容易造成误操作,而且不利于实现自动化和远动化。
- (2) 增加了母线长度并使每回路增加一组母线隔离开关,使配电装置构架增加,占地面积增大,投资增多。
- (3) 母联断路器故障时,需短时全变电站停电。
- (4) 母线或进出线断路器故障时,需短路停运全变电站的一半容量。

双母线接线一般适用于在电力系统中比较重要且线路的断路器检修时允许停电的大、中型水电站。当220kV进出线回路数6回及以上,110kV进出线回路数8回及以上,或连接的电源较多、负荷较大时,均可采用。

3.4.2 双母线带旁路母线接线

双母线通过旁路断路器与旁路母线相连的接线方式。水电站一般采用线路断路器检修时由旁路断路器替代的双母线带旁路母线接线。根据旁路断路器的配置,又分为:

3.4.2.1 母联兼旁路断路器的双母线带旁路母线接线

双母线带旁路母线并利用母联断路器兼作旁路断路器的接线方式,见图4.1-12(b)。

其优点是:检修任一线路断路器时,可将母联断路器用作旁路断路器,线路可不停电。双母线接线虽也可以用母联断路器暂时替代检修的线路断路器,但必须加装旁路隔离开关或临时用跨条将检修的线路断路器短接,而此时线路需短时停电。因此本接线方式的供电可靠性较高。

缺点是:

- (1) 接线较复杂。母联兼旁路共用一组断路器,增加母联断路器的负担和隔离开关切换工作量,相应增加故障率和检修次数。

(2) 母联断路器作旁路断路器运行时,两条母线需解列运行,负荷平衡受到限制。

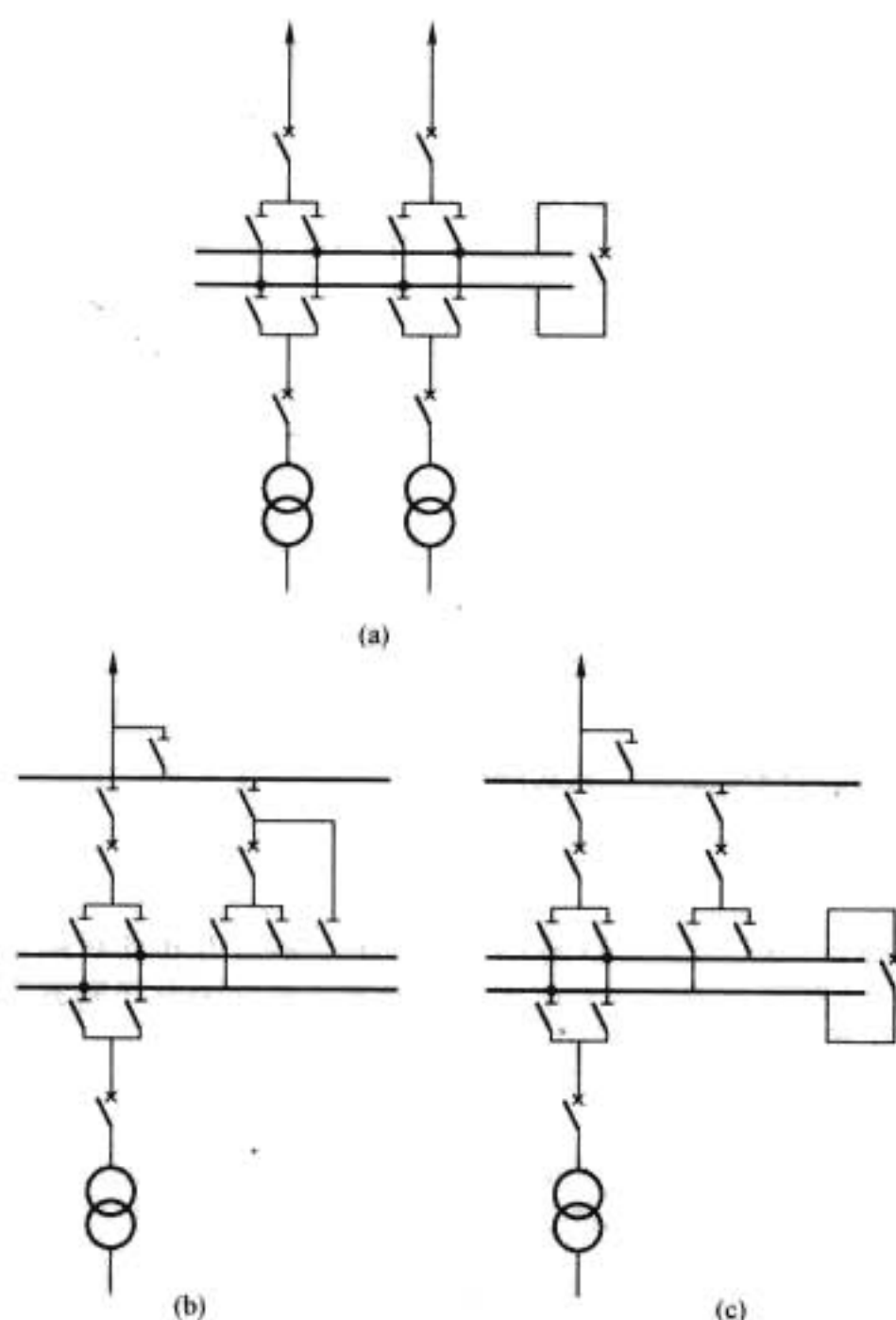


图 4.1-12 双母线及双母线带旁路母线接线图

(a) 双母线接线；(b) 双母线母联兼旁路断路器接线；
(c) 带专用旁路断路器的双母线带旁路母线接线

(3) 增加一条旁路母线和相应的设备，比双母线接线布置复杂，增加面积和投资。

双母线母联兼旁路断路器接线，一般适用于出线回路较多、出线断路器检修时线路不允许停电的大、中型水电站。

3.4.2.2 带专用旁路断路器的双母线带旁路母线接线

母联和旁路各自专设断路器，见图 4.1-12 (c)。它既有双母线接线的优点，又克服了双母线母联兼旁路断路器接线的缺点，因此这一接线的可靠性和灵活性都较高，但经济性较差。另外，也还存在母联断路器故障短时全电站停电；母联断路器检修时两条母线需解列运行或按单母线运行；隔离开关切换操作工作量大，继电保护复杂，不利于实现自动化；增加设备和投资，增大布置面积等问题。

当采用敞开式配电装置时，双母线带专用旁路断路器接线一般适用于 110kV 出线超过 7 回和 220kV 出线超过 5 回的较重要的大、中型水电站，也适用于 330~500kV 的大型水电站。

当采用气体绝缘金属封闭开关设备时，电压为 330~500kV 的大型水电站则多不采用带旁路母线的接线。

3.5 角形接线

各断路器互相连接而成的多边形接线方式，见图 4.1-13。在每两台断路器之间引出一条回路，而在每一进、出线回路中不装设断路器。角形接线既实现了双重连接的原则，使每一回路有两台断路器，具有双断路器的功能；又使断路器数量等于进、出线回路数，具有设备少、投资省的优点；并且在角数不多的情况下，具有较高的可靠性和灵活性。由两个或两个以上角形接线的各一个角或两个角相互连接在一起，形成单联或双联角形接线，也属于角形接线方式。

常用的有三角形接线、四角形接线、五角形接线以及六角形接线。

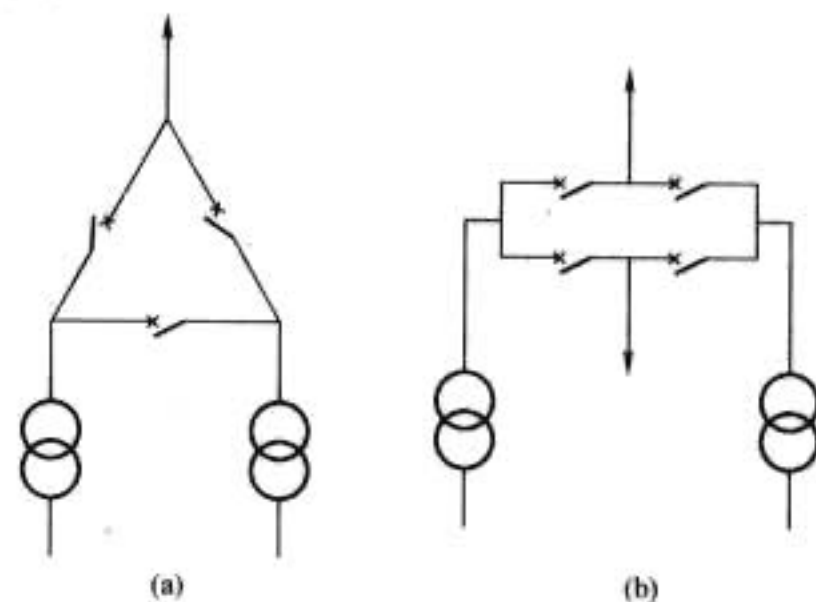


图 4.1-13 角形接线图

(a) 三角形接线；(b) 四角形接线

其优点是：

(1) 接线成闭合环形，没有母线，充分利用每一回路双断路器的特点，任何一台断路器检修，不影响回路的连续供电，可靠性高，操作方便、灵活。

(2) 设备少，投资省，占地面积小，适用于狭窄的场地。

(3) 正常运行操作由断路器进行，易于实现自动化、远动化。

缺点是：

(1) 任一组断路器检修都成开环运行，若此时其他回路或设备发生故障，将造成二个回路停电。对单元接线的调峰电站，为避免经常开环运行，可增设发电机出口断路器以适应机组起停频繁操作而保持高压侧接线闭环运行的要求，但这样将增加主变压器的空载损耗和发电机出口断路器的投资。

(2) 每一进出线回路都连接两组断路器，每一组断路器又连接两个回路，使继电保护和控制回路比较复杂，断路器的调试也较麻烦，并需满足并联开断的要求。

(3) 不便于过渡和扩建。

我国于 20 世纪 50~60 年代即在 110~220kV 开关站采用了角形接线，到了 70~80 年代推广至 330~500kV 开关站。一般认为，六角形以下的角形接线比较简单、可靠，是可行的接线方式。

3.6 3/2 断路器与 4/3 断路器接线

3.6.1 3/2 断路器接线

每两回路经 3 台断路器与两条母线连接的接线方式，因每回路平均占有一台半 (3/2 台) 断路器，故也称一倍半 (3/2) 接线，见图 4.1-14。

3/2 断路器接线是现代国内、外大型水电站应用较多的一种接线。

其优点是：

(1) 比双母线带旁路母线接线简单、清晰。

(2) 供电可靠性高。任一条母线所连接的设备故障或检修，以及任一台断路器检修都不影响任何回路的正常供电；每一回路和母线相连接的断路器故障，只影响本回路短时停

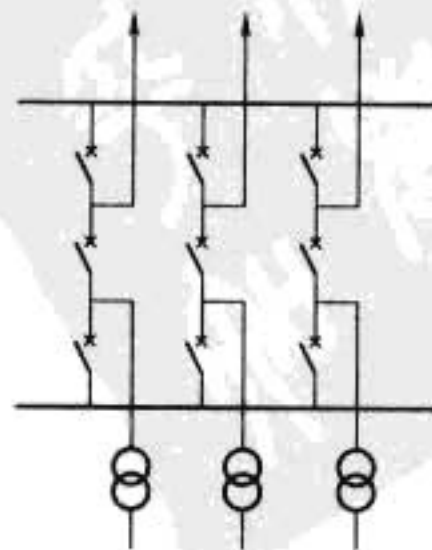


图 4.1-14 3/2 断路器接线图

电；两回路间的联络断路器故障也只影响这两回路短时停电，停电造成的影响较小。

(3) 一条母线检修时单母线运行，此时线路故障、断路器又拒动，或者此时母线故障，抑或双母线运行时两条母线同时故障等情况下，都不会造成全电站停电。

(4) 操作检修方便。隔离开关仅作检修时隔离用，避免了隔离开关的大量倒闸操作，减少了误操作的可能性，且有利于实现操作自动化和远动化。

(5) 正常工作时，两条母线和所有断路器都投入运行，从而形成多环形供电，运行调度灵活。

缺点是：

(1) 与双母线带旁路母线相比，为满足继电保护、测量、同步等要求，需相应增加电流、电压互感器的数量和投资，断路器数量也较多。

(2) 继电保护和二次接线比较复杂，增加二次设备的维修工作量。

(3) 任一回路故障，需同时断开两台断路器，断路器需满足并联开断的要求。

(4) 对担任调峰任务的水电站，由于经常开、停机，需频繁切合两台断路器，增加断路器故障概率和检修的工作量。停机使相应回路的出线按单母线运行，影响该回路供电可靠性。因此，宜增设发电机出口断路器以适应机组起停频繁操作而保持高压侧接线闭环运行的要求。

3/2 断路器接线一般适用于对供电可靠性要求较高的大型水电站，当进出线回路数相等或相差很少时较为适宜。另外，同一串内两回路最好分别为进线和出线。若两回路均为出线时，当两回路间的联络断路器故障，或一串内和一条母线连接的断路器检修而接至另一条母线的回路又发生故障时，都将使该串中两个出线回路同时停电，故要尽量避免两个出线均送往同一地点。同理，也要避免两个进线接在同一串内，以免两个电源回路同时停电，造成系统大量缺电。

3.6.2 4/3 断路器接线

每3回路经4台断路器与两条母线连接的接线方式，称之为4/3断路器接线，见图4.1-15。此种接线与3/2断路器接线类似。

4/3 断路器接线和3/2断路器接线相比，其可靠性略微高些，可以节约断路器数量，布置略复杂。

4/3 接线一般适用于对供电可靠性要求较高、出线电压在220kV及以上、进出线回路数较多的大型水电站。当进线和出线回路数大体成2:1或1:2的情况下较为适宜。

3/2 断路器接线有时也可与4/3断路器组成混合接线，以适应进线和出线的组合。

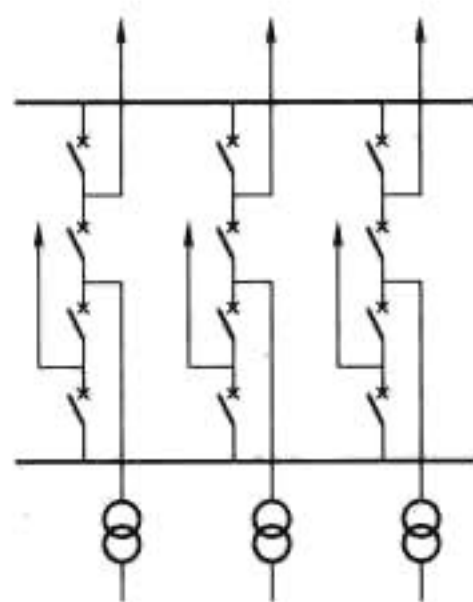


图 4.1-15 4/3 断路器接线图

3.7 均衡母线接线

每个发电机—变压器—线路组单元都经过另一台断路器接到一条公共均衡母线的接线方式。这种接线是由变压器—线路组接线演变而成，增设了均衡母线，可使各回路间电能均衡分配。按均衡母线断路器位置，可分为外均衡母线接线（均衡母线断路器接在线路侧）和内均衡母线接线（均衡母线断路器接在变压器侧），分别见图4.1-16(a)、(b)。

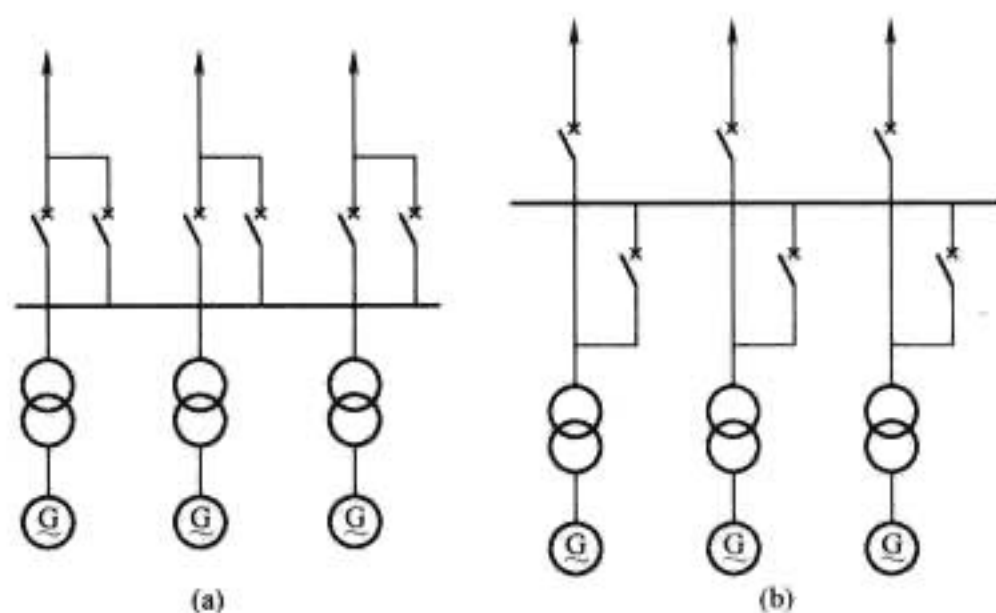


图 4.1-16 均衡母线接线

(a) 外均衡母线接线；(b) 内均衡母线接线

这两种接线方式的共同优点是：

- (1) 接线清晰。
- (2) 布置简单。

(3) 运行方便，故障影响范围小，运行可靠性较高，尤其对线路输送功率和发电机容量相当，或者输电线路基本送往同一方向或同一变电所时最为适用。

共同缺点是：

(1) 灵活性差。均衡母线检修，全部解列成各自单独的发电机—变压器—线路组单元运行。

(2) 均衡母线上的断路器故障，除影响本回路变压器—线路组单元停电外，其他单元将解列运行。

3.7.1 外均衡母线接线

其优点是：

(1) 主变压器的投入或切除比较方便。

(2) 一台主变压器故障只开断一台断路器，不影响线路的运行。

缺点是：

(1) 出线断路器检修将影响发电机—变压器组送电。

(2) 线路故障需同时开断两台断路器，需满足并联开断的要求。

3.7.2 内均衡母线接线

其优点是：

(1) 线路的投入或切除比较方便。

(2) 一回线路发生故障时，仅故障线路的断路器断开，不影响其他回路的运行。

缺点是：

(1) 一台主变压器故障，同时开断两台断路器，并切除一回线路。

(2) 主变压器的投入或切除需同时开断两台断路器，并影响线路的运行。

均衡母线接线一般适用于进出线回路数相同、出线负荷较稳定、负荷基本与发电机容量相一致，且电力系统允许按发电机—变压器—线路组单元运行的大、中型水电站。当电站利用小时数较低、担负调峰任务、主变压器切合频繁时，一般采用外均衡母线接线。

3.8 母线变压器接线

这种接线是把各出线回路用两台断路器接在两组母线上，而变压器只用隔离开关接在母线上，见图4.1-17。

其主要优点是：线路由两台断路器连接在两组母线供电，调度灵活，安全可靠，母线故障不影响线路停电；与角形接线相比，断路器检修时没有开环问题。

主要缺点是：切断变压器需开断多台断路器，投资较

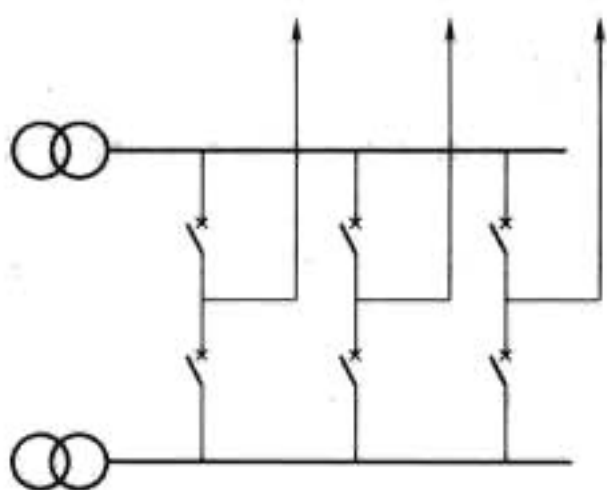


图 4.1-17 母线变压器接线

大；与角形一样，继电保护、二次接线较复杂。

这种接线多出现在四角形接线扩建第三回和第四回路时，适用于带基荷或主变压器低压侧设有断路器的电站。

4 抽水蓄能电站电动工况启动接线

4.1 抽水蓄能电站主接线特点

抽水蓄能电站多处于负荷中心或靠近负荷中心，一般以1~2回路高压出线接入枢纽变电所，升高电压侧有可能采用较简化的接线；另一方面，抽水蓄能电站机电设备投资约占电站总投资的40%~60%，简化主接线对降低电站投资具有重要意义，所以抽水蓄能电站升高电压侧往往采用桥形、单母线、角形等较为简单的接线方式。但是由于基本上都采用水泵水轮机—发电电动机同轴连接的可逆式机组，发电与抽水工况机组的旋转方向相反，因此机组出线需经换相设备才能与系统连接，以适应发电与抽水工况的要求；由于蓄能电站工况变换频繁，厂用电的负荷率较常规水电要高；由于厂房机组埋设较深，使供、排水等用电负荷增大，特别是为防止水淹厂房和确保电力系统事故备用（黑启动），对厂用电供电可靠性的要求更高，使厂用电设计较为复杂；水泵工况启动也对接线产生直接影响等，这些因素使抽水蓄能电站发电机电压侧接线比常规水电要复杂得多。

4.2 电动工况启动接线

为使抽水工况发电电动机启动时电流不致过大，对电网不产生过大冲击，必须配置专用电气设备及启动接线。常用启动方式有异步启动、同轴小电机启动、同步（背靠背）启动、半同步启动、变频启动五种，以下分别加以说明：

4.2.1 异步启动

异步启动是在发电电动机励磁绕组短接情况下，直接将发电电动机并入电网，利用转子磁极上阻尼绕组所产生的异步力矩使机组启动并加速，在接近同步转速时加上励磁拉入同步。异步启动加电压的方式有全电压启动、降压启动和部分绕组启动3种。

4.2.1.1 全电压启动

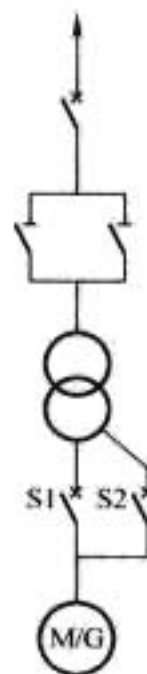
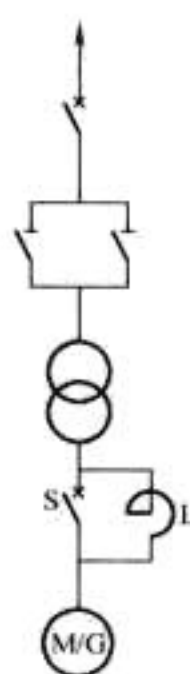
全电压启动的优点是：力矩很大、启动时间短（约30s）、接线简单，是最简单、最经济的启动方式。缺点是：发电电动机的启动电流大，约为额定电流的2~4倍；在启动瞬间使电网受到较大的冲击，产生明显的电压降；启动过程中阻尼绕组还将产生较大的发热和热应力。

由于上述各种不利因素，全电压启动方式只能应用于具备相应启动冲击承受能力的电网内的中、小型蓄能机组。

4.2.1.2 降压启动

降压启动是利用主变压器抽头（见图4.1-18）或串接入电抗器（见图4.1-19）的异步启动方式，利用降低电源电压将机组启动，在转速接近额定转速时改成全电压，然后投入

励磁拉入同步。为了在切换过程中减小对电网的冲击，也可以先在半电压下同步，然后切换至全电压。降压启动比全电压启动对电网的冲击减小，但启动转矩也降低，启动时间则要长些，同时也需增加一些设备。一般机组容量不大（如50MW以下），如果电网和设备允许，可以采用降压启动。

图 4.1-18 变压器抽头
降压启动接线图图 4.1-19 电抗器降压
启动接线图

4.2.1.3 部分定子绕组启动

如发电电动机的定子绕组由多个并联支路组成，启动时可以只使用其中部分支路，以减小启动电流，启动完成后再接入其余并联支路。

这种方式的优点是：机组启动过程不需将机组从电网断开，对系统冲击也小。但增加机组定子引出线的复杂性，实际上很少应用。

4.2.2 同轴小电机启动

同轴小电机启动不需要装启动母线，各台机组的启动装置互不影响，独立性强。这种启动方法的缺点是：同轴小电机的设置会增加主机的高度，可能需增加主厂房高度，增加了旋转轴系的长度，从而降低轴系的临界转速，启动完成后，同轴小电机仍随主机空转，增加了主机的损耗，使机组效率降低。

过去，这种启动方式适用于单机容量大、机组台数少的情况。对机组台数多的电站通常与同步启动方法混合使用，头几台机组用同步启动方法启动，只用同轴小电机启动最后一台机组。这种方式我国没有采用过。

4.2.3 同步（背靠背）启动

同步启动是用本电站或相邻电站的一台常规发电机组或蓄能机组做发电机运行来启动其他蓄能机组抽水，即“背靠背”启动方式。开机前将被启动机组（电动机）与启动机组（发电机）在电气上连接，并分别加上励磁；将转动起来的发电机产生的低频电源直接加在电动机定子上，电动机在同步转矩作用下跟随发电机逐步升速；发电机组的水泵水轮机导叶缓慢开启，发电机转速上升，电动机也随之同步升速；转速达到同步转速的80%时，投入各自的励磁调节器，然后以准同期方式并入电网，再解除发电机，完成启动过程。启动发电机的容量应不小于被启动电动机容量的15%~20%，启动时间为2~4min。

同步启动对发电电动机没有特殊要求，启动过程对系统完全没有影响；不需添加许多设备，增加的费用较少。缺点是：发电机完成一次启动后要停机才能进行另一次启动；启动过程的调整和操作比较复杂；需要有单独的励磁电源；电站的最后一台机组不能用此法启动，还需装置其他方式的启

动设备。对于混合式蓄能电站或者蓄能电站附近有常规水电站的场合，可用常规水轮发电机来启动蓄能机组抽水，此时同步启动方式的优越性是明显的。

国外有的抽水蓄能电站采用同步启动作为电动工况启动的唯一启动方式，但我国都采用同步启动作为变频启动装置的备用。

4.2.4 半同步启动

半同步启动又称异步—同步启动或低频启动。它由一台作发电运行的机组（发电机）先与被启动机组（电动机）在电气上连接，在不加励磁状态下启动发电机；到转速为额定转速的80%时加励磁，发电机就产生大约60%~70%的额定电压，这个电压施加到电动机上能产生异步转矩，使之启动加速，发电机因消耗了能量而转速下降；当两台电机的转速接近时给电动机加励磁，并使之与发电机同步；电动机在发电机的驱动下同步加速到额定转速。

作半同步启动的发电机容量要大于电动机容量的80%，启动时间为3~5min。半同步启动方式不从系统受电，故对系统无干扰，也不需要独立的励磁电源。同时多台机组连续启动也不需要停机，整个电站启动迅速。缺点是：启动过程中要先后给发电机、电动机分别加励磁，操作较复杂；被启动机组的阻尼绕组要有足够的热强度和机械强度，方能适应异步启动的要求。这种方式我国也没采用过。

4.2.5 变频启动

变频启动方式是利用晶闸管变频器产生从零到额定频率可变的交流电源，同步地将机组拖动起来，进行机组启动。静止变频器（SFC）包括两组三相桥式晶闸管，其中一组用于整流，一组用于逆变。通过转速和转子位置的测量信号，由变频器控制装置调整晶闸管导通角，对机组转速进行控制，使机组逐渐升速，待机组升速到额定值，满足同期条件时，将机组并入电网，同时切除变频装置，见图4.1-20。

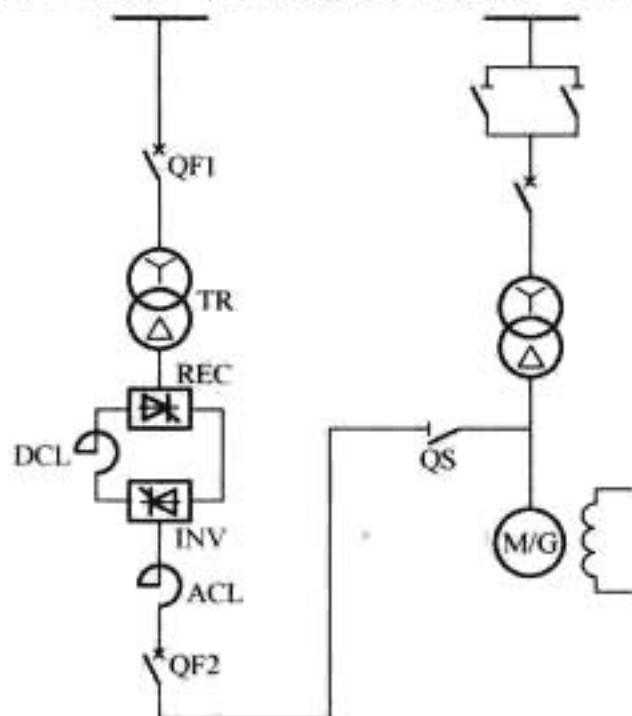


图 4.1-20 变频启动接线图

TR—输入变压器；REC—整流器；
INV—逆变器；DCL—平波电抗器；
ACL—输出电抗器；QF—断路器；
QS—选择开关

变频启动的优点是：对系统没有冲击，多台机组可合用一套变频装置；装置是静止的，工作可靠；运行维护较方便，对机组无特殊要求。缺点是：启动装置占地面积较大。

由于变频装置的优点显著，所以尽管造价较高，又要占用较大场地，一般机组容量较大、台数较多的抽水蓄能电站采用变频启动仍是经济、合理的。所以，国内、外大型抽水蓄能电站大多采用变频启动。我国新建的几个大型抽水蓄能电站均采用变频启动为主、背靠背启动作为备用的方式。

5 厂用电接线

厂用电是供给水电站生产过程有关设备的用电。供电对象包括水轮发电机组、进水阀、闸门、主变压器、开关设备等及其附属设备以及全厂油、气、水等生产辅助设备和公用设施等。

5.1 水电站厂用电主要特点

水电站生产过程虽相对比较简单，但因在系统中多承担调峰、调频等任务，所以运行工况变化较大，特别是抽水蓄能电站，故其厂用电一般有以下主要特点：

(1) 水电站厂用设备少，厂用负荷较小，厂用电源变压器的容量仅占电站总装机容量的0.4%~1.5%，抽水蓄能电站可达2%~2.5%。因厂用负荷的同时率和负荷率很低，故厂用变压器实际经常负荷通常仅为额定容量的15%~60%，设备容量利用小时数也很低。

(2) 水电站枢纽布置范围一般都比较广，需供电的范围也较大，因此厂用电电压的等级不仅与电站容量有关，往往还取决于电站枢纽布置。即便没有大容量厂用电动机，通常除0.4kV电压外，还需采用6~10kV电压供电。

(3) 水电站在电力系统中大多承担调峰、调频与调相任务，机组启、停频繁，特别在枯水季节负荷低谷时，还可能全厂停机，因而往往还需要较可靠的外来厂用电源供电。

(4) 由于水电站主机、主变压器等主要设备运行的自动化水平较高，相应要求厂用电设备运行自动化水平也高，以实现远方自动控制操作。

(5) 水电站运行的可靠性在很大程度上也取决于厂用电供电可靠性，厂用电供电的中断和厂用电设备的停运，都会引起发电出力的降低，甚至全厂停电，因此对厂用电的设计要求是相当高的。

5.2 厂用电源配置与取得方式

5.2.1 厂用电源配置

厂用电源配置数量不仅与水电站装机容量有关，而且与水电站的运行方式及其在系统中的地位和作用密切相关，通常水电站厂用电源配置数量如下：

(1) 大型水电厂在全部机组运行时不少于3个厂用电电源；部分机组运行时至少应有2个厂用电电源；全厂停机时也有2个电源，但允许1个处于备用状态。

(2) 中型水电厂在全部机组运行时不少于2个厂用电电源；部分机组运行时应有2个厂用电电源，但允许1个处于备用状态；全厂停机时允许仅1个厂用电电源供电。

5.2.2 厂用电源取得方式

厂用电电源取得方式可有以下几种：

- (1) 由发电机电压母线或单元引线引接。
- (2) 当水电厂高压侧装有联络变压器时，从联络变压器第三绕组引接。
- (3) 从与电力系统连接的地方电网或永久保留的水电站建设期施工变电所引接。
- (4) 从邻近的水电厂引接。
- (5) 大型调峰水电厂或蓄能电厂，如附近无可靠供电电源，经技术经济论证合理，也可以从电厂高压侧母线引接。
- (6) 经论证，可设置专用小水轮发电机组或柴油发电机组作为水电站事故保安电源。

5.3 厂用电接线

大型水电站厂用电系统由一级电压（0.4kV或0.66kV）

供电,或是由高(10kV或6kV)、低(0.4kV或0.66kV)两级电压供电,需根据厂用电负荷的大小、分布及电压等级和电站枢纽布置及地区电网等因素确定。

中型水电站的厂用电多采用一级电压(0.4kV)供电;大型水电站通常采用两级电压(10kV和0.4kV)供电。

高压厂用母线的接线方式基本有两种:①单母线分段,每段母线上一般接有两个电源,可以互相切换、互为备用;②多分段母线,有的连成环形,每分段上连接一电源,通过分段断路器实现互为备用。

低压厂用母线都采用单母线分段接线,分段母线之间通过分段空气断路器互相连接,互为备用,每一分段母线都接有厂用电源供电。

厂用电主母线与各供电负荷之间的接线方式,主要有辐射式和辐射与双电源混合式接线两大类:

(1)辐射式接线。由厂用电主盘向各负荷中心的分盘或负荷直接供电。分为单层辐射式接线(自主盘成辐射状直接供给负荷)和多层辐射式(自主盘成辐射状供给分盘,再由分盘成辐射状直接供给负荷),接线较简单。

(2)辐射与双电源混合式接线。与辐射式接线相同,但由厂用电主盘的不同分段母线上各引出一回电源,形成双电源,对重要的负荷中心分盘或负荷供电,双电源之间装设自动切换装置,接线稍复杂。

在水电站中这两种接线方式通常结合使用,主要视厂用电负荷的重要程度而定。

5.4 厂用变压器与厂用电设备

水电站厂用变压器容量与电站的装机规模、机组机型、

单机容量、机组台数、厂房型式、电站枢纽布置、电站运行方式以及机组检修强度等有关,也就是说它不仅取决于电站所有主要和辅助设备的容量,也取决于电站运行方式与运行工况。

厂用变压器容量选择通常应满足其中一台变压器停止运行,其余变压器仍能供给全厂正常运行所需的最大厂用电负荷,并计及厂用电负荷的同时率、负荷率以及网损率;同时还应满足一台机组检修,其余机组全部运行时的厂用电最大负荷;此外,还需满足全厂需要自启动的电动机在故障消除后能自启动并恢复电站可正常发电的要求。

水电站厂用变压器型式,现在均采用干式变压器。大型水电站为配合与发电机大电流离相封闭母线的连接,多采用单相干式变压器。

在电源电压偏移及厂用电负荷正常变动的情况下,厂用(动力与照明共用)母线电压一般要求不超过额定值的 $\pm 5\%$;当仅接动力负荷时,厂用母线电压则可允许不超过额定值的 $+10\%$ 和 -5% 。经估算若不能满足上述允许值范围,则需考虑在厂用变压器装设有载调压装置。对运行人员视觉要求较高的场所,如主厂房发电机层、中央控制室等,照明电压偏移值要求不大于 $\pm 2.5\%$ 。为保证工作照明电压质量,大型水电站一般都装设专用的照明有载调压变压器。

厂用电设备一般都采用成套式高压开关柜和低压配电屏。由于大型和巨型水电站的厂用电负荷和厂用变压器容量不断增大,对厂用高、低压电气设备的分断能力和动、热稳定能力都提出了更高要求。



第2章 主 变 压 器

1 主变压器选型

主变压器是利用电磁感应原理将水轮发电机发出的电能由发电机电压（大电流）转化为较高电压（小电流）传输至电力系统的变电设备，可大大减少电力远距离输送的损耗，是水电站的主要电气设备。

水电站由于远离负荷中心，均需经主变压器升压后将水轮发电机组的电力送入电力系统，故所用的变压器均为升压变压器。只有抽水蓄能电站，由于在系统中担负调峰、填谷多项功能，在发电工况时作为升压变压器，而在抽水工况时又作为降压变压器，所以其主变压器容量应根据发电工况输出容量和电动工况输入容量来选择。

1.1 主变压器选择特点

水电站的主变压器选择有以下特点：

(1) 由于水电站厂用电和地区负荷都不大，因此，所选择的主变压器容量应不小于所连接发电机的容量，以保证发电机容量能全部送出。如发电机设置最大容量，则应与机组的最大容量相匹配。

(2) 不少水电站地处深山峡谷，受到公路、铁路运输条件和电站枢纽布置（如地下厂房、地形条件等）的限制，对主变压器的选型需考虑设备制造、运输、厂房土建布置等因素，进行全面的技术经济比较后决定。

(3) 水电站大多担任峰荷，机组启、停频繁，厂用电电源大多接在发电机与主变压器低压侧连接的主母线上，为保证厂用电电源，主变压器不切除而经常轻载运行；担任电网旋转备用的水电站，为能尽快顶峰或随时承担事故备用，调度中心也往往不切除主变压器，要求其空载挂网运行。因此要求尽可能降低变压器空载损耗。

(4) 变压器敞开布置，通风冷却条件不受限制时，一般优先选用空气冷却变压器。对于地下式与坝内式电站或变压器布置空间狭小、自然通风不良时，通常选用强迫油循环水冷却变压器。考虑到一些水电站主变压器冷却水水压大于油压的特点，需选用双重管水冷却器。

1.2 主变压器结构型式选择

水电站主变压器结构型式选择要求如下：

(1) 大型变压器目前有两种结构型式：芯式和壳式。这两种结构国内水电站都有采用。由于多数制造厂仅生产芯式变压器，故采用较多；壳式变压器运输尺寸及质量较小（分别比同规格的芯式变压器尺寸减小20%~25%，质量减轻10%~20%），空载损耗和负载损耗均较低，抗短路能力较强，易于制成三相组合式或特殊三相式（6分割甚至9分割），价格合理时或在运输和布置等方面有特殊要求时也可采用。

(2) 当运输条件不受限制时，水电站主变压器均优先采用三相式；若受运输条件和电站枢纽布置的限制，才选用单相变压器组或三相组合式变压器；只有当单相变压器也超过运输限制条件，才考虑采用分解运输、现场组装变压器。应

当指出，近年来三相组合式变压器从国内外制造水平分析，技术上已渐趋成熟，且其布置较为简单，现已逐步在我国巨型水电站得到选择和推广。如龙滩水电站780MVA组合三相式主变压器已投运，瀑布沟电站667MVA组合三相式主变压器即将投运，后继一些巨型水电站如溪洛渡、向家坝等也将选用。

(3) 电站采用扩大单元接线时，为了限制短路电流，可采用分裂绕组变压器。

(4) 电站具有两级升高电压出线且通过变压器各侧绕组的容量超过变压器额定容量15%时，可选用自耦变压器或三绕组变压器。

(5) 发电机主引出线采用离相封闭母线时，主变压器低压侧要考虑直接与封闭母线连接。主变压器高压侧采用气体绝缘金属封闭开关设备时，主变压器高压侧要用油气套管直接与六氟化硫管道母线相连接。高压侧用电缆出线时，主变压器高压侧可采用六氟化硫管道母线作为过渡段，管道母线两端分别与电缆和变压器高压油气套管连接；如主变压器室布置空间较大，也可采用空气套管和穿墙套管引出；考虑到消防安全、不致扩大故障范围等因素，直接采用象鼻式引出电缆套管结构现已不多见。

(6) 电力系统不宜在水电站设置主变压器调压措施，故主变压器多采用无励磁分接开关；抽水蓄能电站尽管运行工况多变，电压波动较大，但因主变压器多布置在环境条件恶劣的地下洞室，且机组具备相当的调相和进相能力，近年来的运行经验已证明，也不宜设置有载调压装置。

1.3 主变压器参数选择

主变压器主要参数的选择要求如下：

(1) 阻抗电压。大、中型水电站主变压器的阻抗电压一般由系统设计单位在水电站接入电力系统的设计中值提出初步建议，由电站设计单位根据系统侧远期短路阻抗、短路电流的敏感性计算和电力设备的动、热稳定允许值进行复核后，合理选定主变压器的阻抗电压值。

(2) 分接范围与额定分接电压。有两种分接开关可供选择：一种是无励磁调压分接开关；另一种是带负荷调压分接开关。无励磁调压分接开关的分接范围为 $\pm 2 \times 2.5\%$ ，只能在变压器从电网切除以后才能进行调节。带负荷调压分接开关的分接范围较大，可达 $\pm 10\%$ 。分接开关既可远方控制，也可现地操作。选用哪种分接开关应根据电网需要确定。

2 主变压器布置

主变压器是电站发电机电压设备与升高为输电电压设备之间的纽带。主变压器布置位置的选择不仅直接影响到主要电气设备的布置、运行和维护条件，而且还可能影响到水电站机电设备的总体布置。当然，主变压器的布置位置也受到水电站枢纽布置合理性的制约。因此，正确地选择主变压器的布置场地对于水电站机电设备的合理布置具有重要意义。

2.1 主变压器布置型式

主变压器的布置通常受水电站型式、地形地质条件、机组台数、机组容量、电气主接线等因素的影响，一般布置方式有：

- (1) 布置在厂房一端。
- (2) 布置在主厂房上游侧或厂坝之间平台。
- (3) 布置在主厂房下游侧或下游侧尾水平台。
- (4) 布置在坝顶、开关站等其他场地。

2.2 主变压器布置位置

选择主变压器布置位置时，应满足以下基本要求：

(1) 主变压器宜尽量靠近发电机，以缩短发电机主母线长度，使有色金属消耗量和母线电能损耗最小。埋深较浅的地下厂房，为简化土建洞室布置、避免采用高压引出线，如技术经济论证合理，也可适当加长发电机主母线，将主变压器布置在地面。

(2) 变压器的检修、运输方便。一般均利用主厂房的桥式起重机作为变压器检修的起吊工具。为此，当主变压器布置于厂房上、下游侧或一端时，主变压器场与安装场宜同高程，并尽量铺设轨道通至安装场；当布置在离主厂房较远或运输至主厂房有困难时，可考虑就地检修；在变压器台数较多时，也可设置专门的变压器检修间。

(3) 高压出线方便。当采用架空线引出时，变压器高压侧引出线可利用大坝或厂房引出；当采用高压电缆或SF₆管道母线（GIL）引出时，应有合理的电缆或管道母线的通道，连接架空线的出线和设备应有合适的位置和场地。

(4) 通风散热条件良好。当采用空气冷却的变压器，布置位置选择时应保证有良好的通风散热的条件；当变压器放在地下或户内时，常采用水冷式，以改善散热条件和噪声干扰。

(5) 主变压器因油量多，其布置应特别注意满足消防规范对防火间距、事故油坑、泄压和排烟等的要求。

2.3 不同厂房型式的主变压器布置

主变压器场的布置与厂房型式密切相关，现分述如下：

2.3.1 坝后式厂房

坝后式厂房的主变压器布置，大多布置在厂、坝间靠主厂房侧，见图 4.2-1。高压侧出线可通过坝坡设置的挂点引至岸边开关站。如开关站采用气体绝缘金属封闭开关设备，也可同时布置在厂、坝间，出线从厂房顶或坝顶引出。这种布置方式清晰明了，发电机电压配电装置最为紧凑，运行、检修均方便。

有些坝后式厂房的主变压器因大坝采用分期施工，若布置在厂、坝间，初期发电与大坝后期施工有干扰时，也可将变压器布置在尾水平台，见图 4.2-2，高压出线可利用厂房下游侧墙埋设挂点或在厂房顶设出线架引至开关站。因尾水平台往往振动较大，所以布置设计时应采取适当的防振措施。

2.3.2 河床式厂房

河床式厂房其上游侧进水建筑物紧靠主厂房，除了布置进水口闸门及启闭机外已没有空间；其下游侧因低水头水轮发电机组尺寸较大，尾水管较长，尾水平台有足够空间，故一般将主变压器布置在尾水平台上，见图 4.2-3。有的电站将气体绝缘金属封闭开关设备布置在主变压器上部，高压出

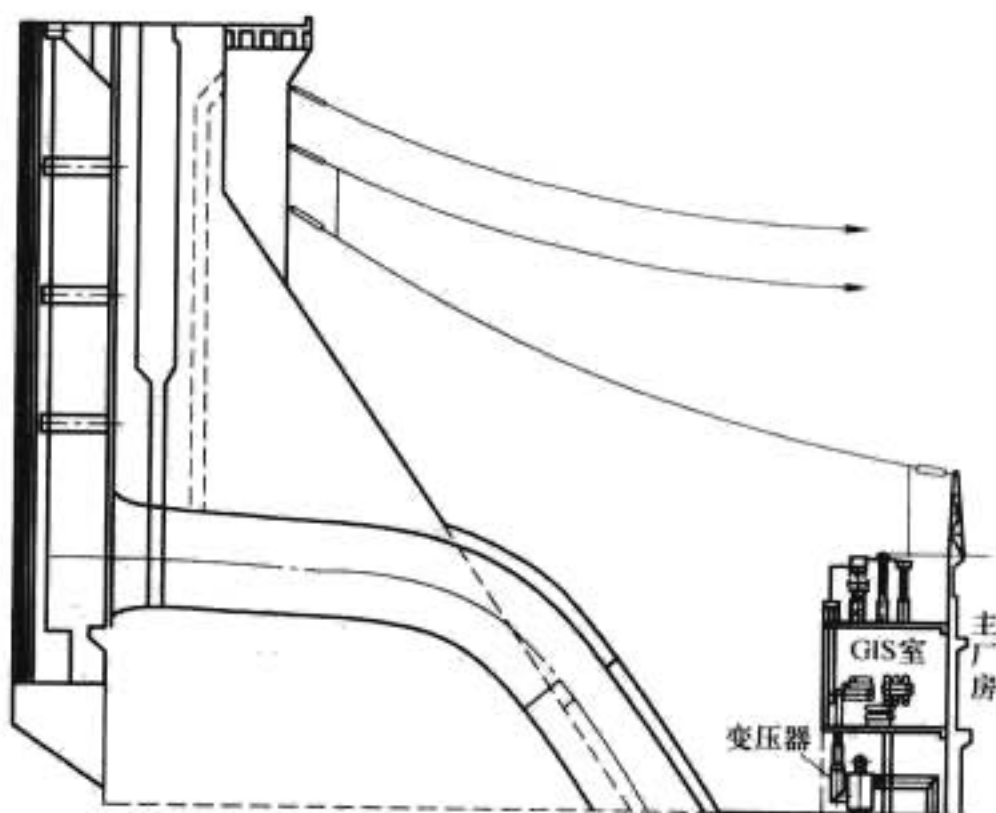


图 4.2-1 变压器布置在厂、坝之间的剖面图

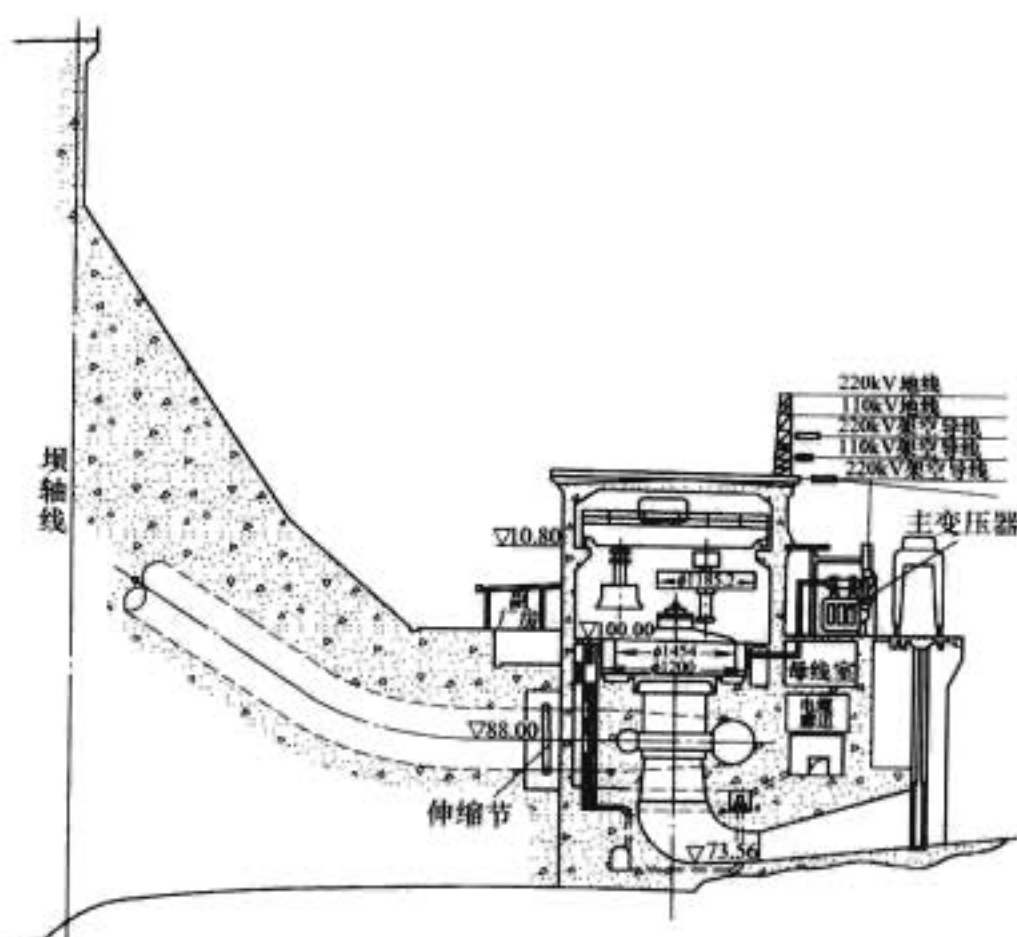


图 4.2-2 变压器布置在尾水平台的剖面图

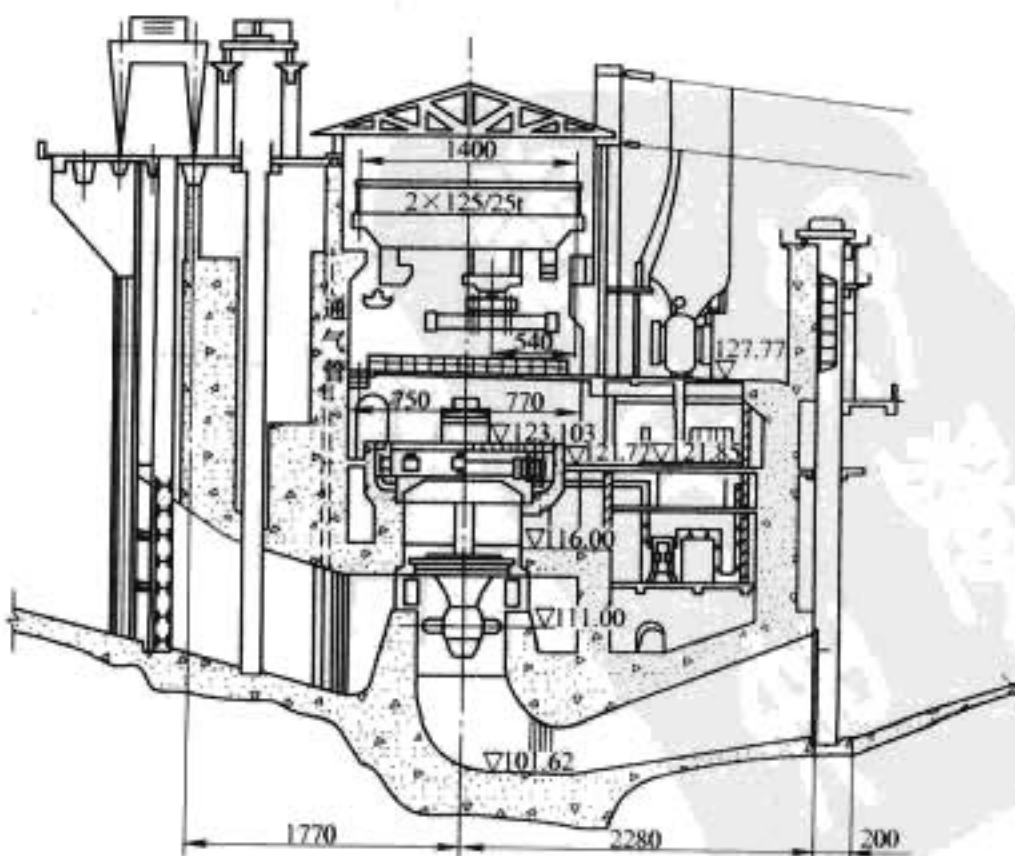


图 4.2-3 河床式厂房变压器布置在尾水平台的剖面图

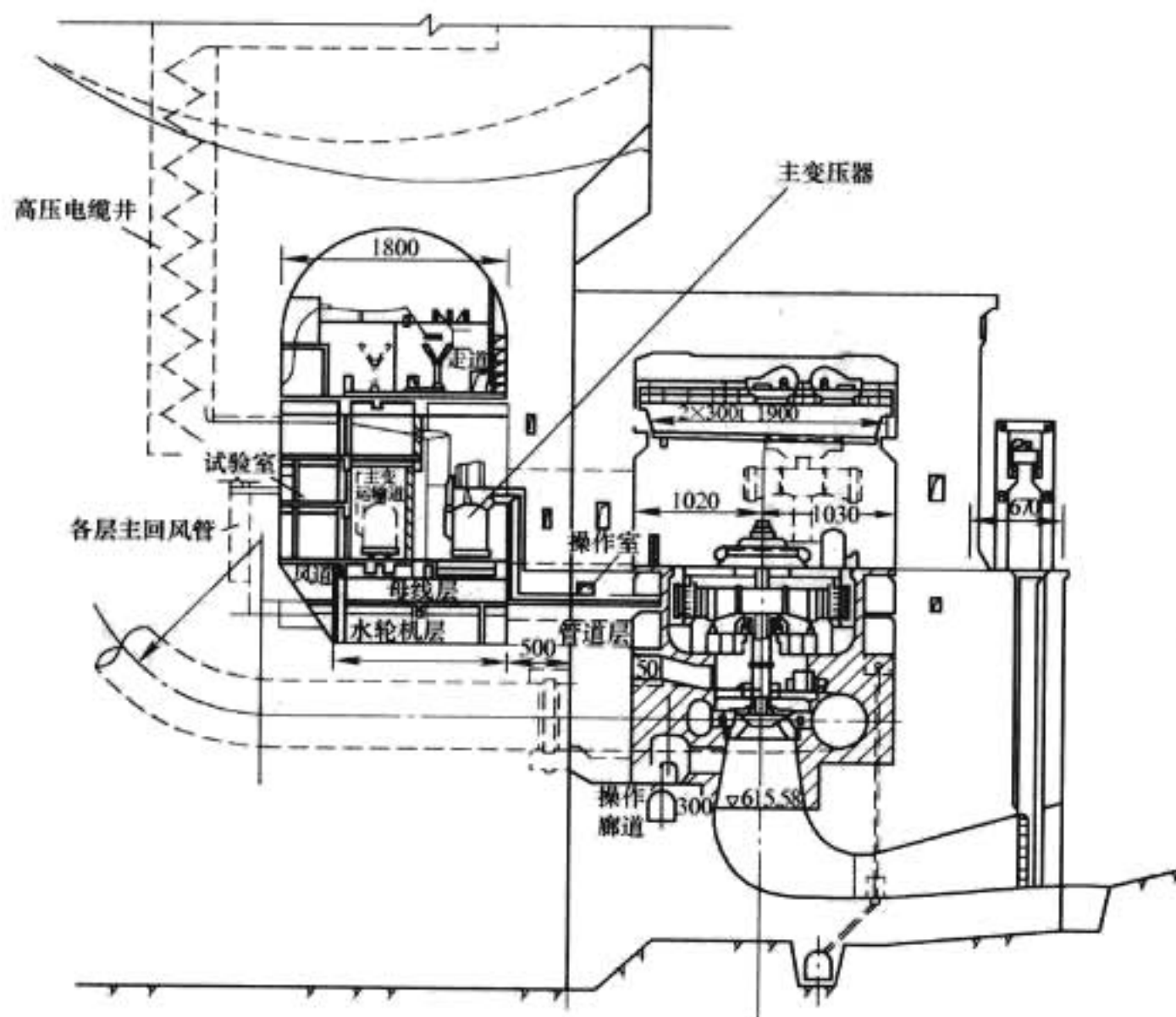


图 4.2-4 坝内式厂房变压器布置图

2.3.3 坝内式厂房

坝内式厂房通常处于峡谷地区，两岸地形陡峻，主变压器一般有以下三种布置型式：

(1) 主变压器布置在厂房和大坝之间的空腔内，见图 4.2-4；或布置在厂房侧面下游的混凝土空腔内。前者发电机电压母线最短，后者适用于中、小型机组采用扩大单元接线的场合，以减少主变压器台数。主变压器高压侧通常用高压电缆引出。

(2) 主变压器布置在坝顶，发电机电压母线通过坝内空腔上引至坝顶，高压侧用架空线接至开关站。但应注意大坝泄洪水雾对架空线的影响。

(3) 主变压器布置在下游侧靠近开关站的岸边，同样要

注意泄洪水雾的影响。

2.3.4 地下式厂房

地下式厂房按水工建筑物布置可分为首部布置、中部布置与尾部布置，它对主变压器布置会带来某些影响。

(1) 首部布置的地下厂房距大坝和进水口较近，距尾水洞出口较远，主变压器可布置在地下，也可布置在附近的山坡边。

(2) 中部布置的地下厂房距大坝进水口和尾水洞出口均较远，主变压器大多布置在地下，见图 4.2-5，但在地下厂房顶部岩层不甚厚的情况下也可将主变压器布置在地面。

(3) 尾部布置的地下厂房距大坝进水口较远，距尾水洞出口较近，其交通运输洞也伸向尾水洞侧，主变压器可布置在地下或尾水洞出口与交通运输洞出口之间的地面上。

布置在地下的主变压器检修，宜尽量利用主厂房的桥式起重机进行起吊，并注意消防要求。布置在地面的主变压器，其低压母线长度一般不宜太长，以免过度增加电能损失。远离主厂房的主变压器可考虑单独设置检修间或采取现地检修措施。

2.3.5 引水式地面厂房

引水式地面厂房的主变压器一般有以下两种布置方式：

(1) 采用单元接线且机组容量较大、台数较多时，主变压器一般布置在主厂房的上游侧（见图 4.2-6）或下游侧。

(2) 中、小容量机组，单台变压器容量为 40MVA 及以下且台数较少时，一般布置在主厂房的一端。

机组台数多、单机容量较大的水电站，发电机与主变压器成单元接线，发电机电压母线尺寸大，主变压器布置在与主厂房平行的上游侧或下游侧，可缩短母线长度，降低损耗，便于变压器高压出线，并提高运行的可靠性。

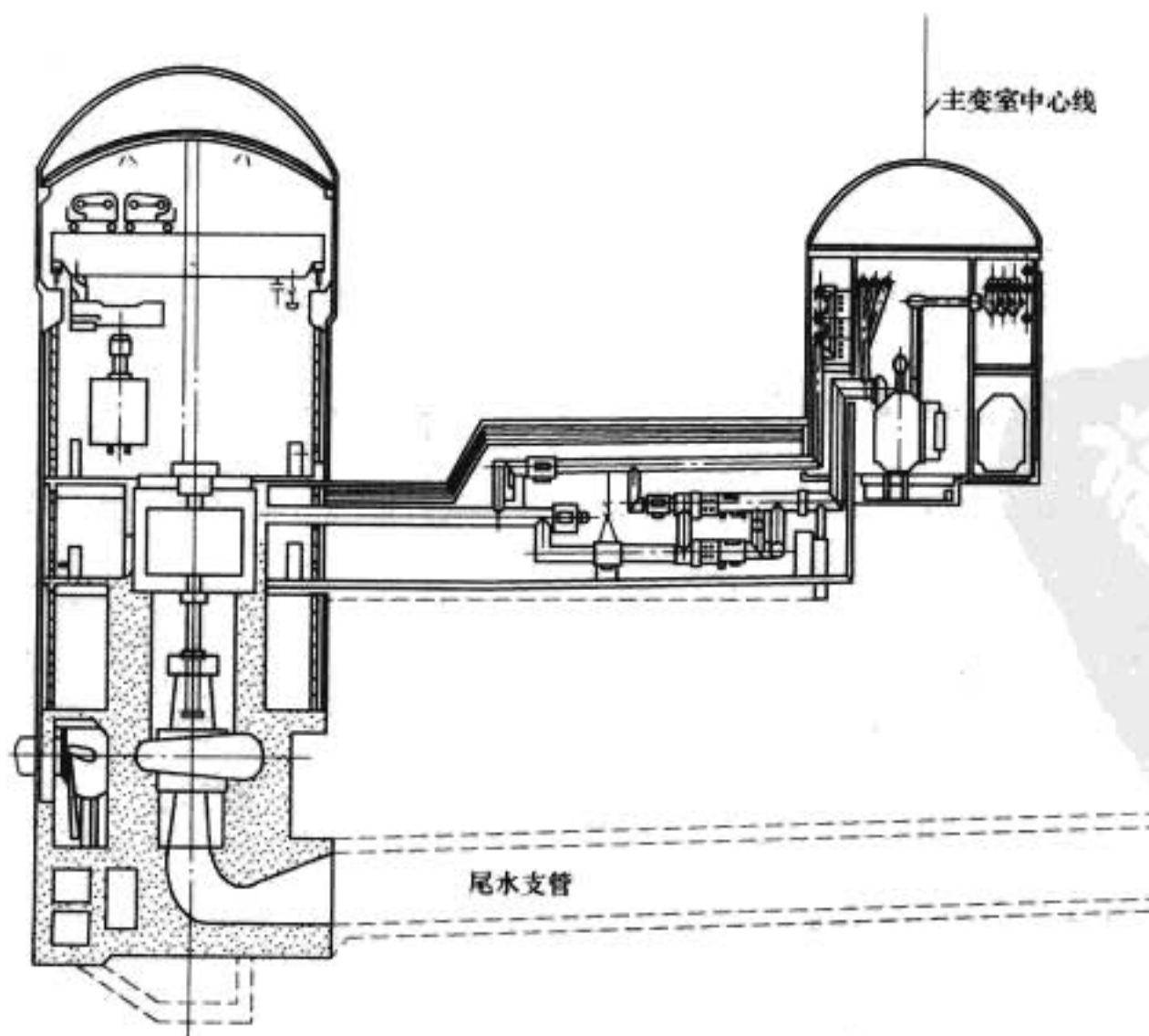


图 4.2-5 地下厂房主变压器室剖面图

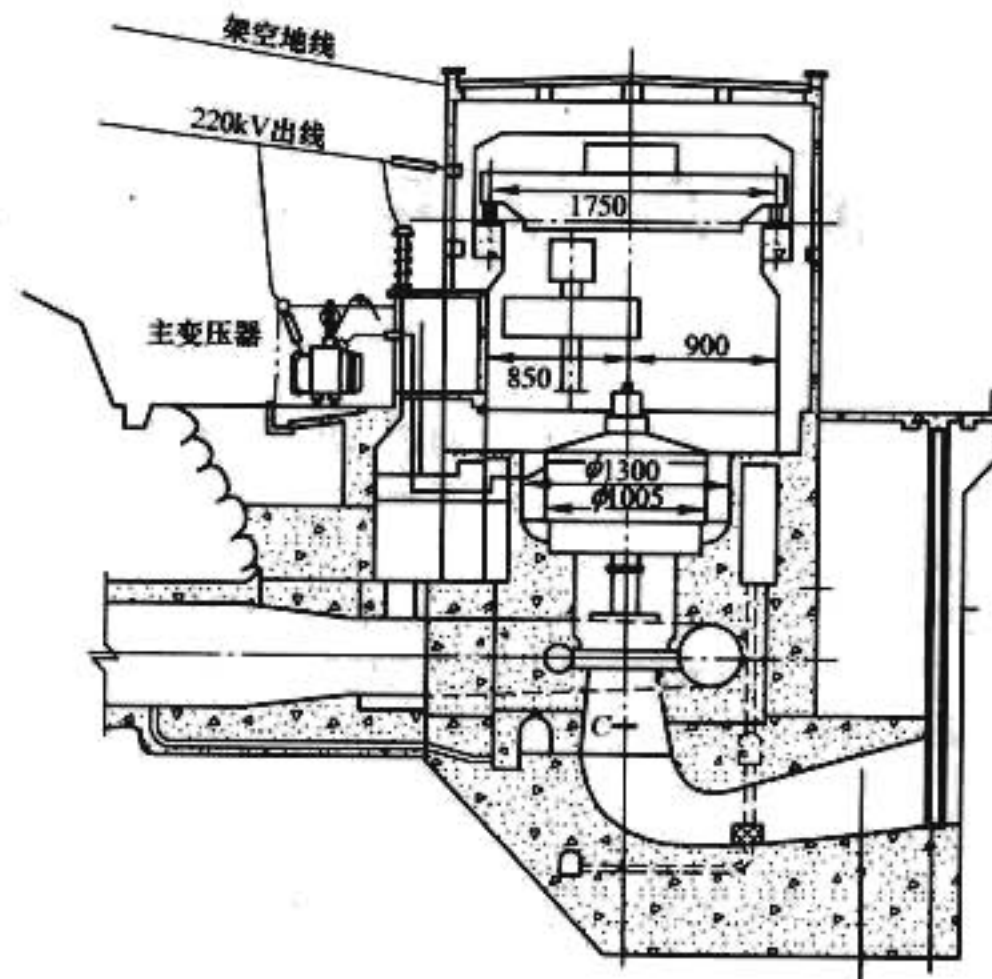


图 4.2-6 主变压器布置在主厂房上游侧的剖面图

第3章 高压配电装置

1 概述

高压配电装置是指电压为 35kV 及以上的电气设备按电气主接线的要求组成的配电装置,也称开关站,是水电站的主要组成部分。高压配电装置可分为敞开式(含屋外敞开式和屋内敞开式)、气体绝缘金属封闭开关设备(简称 GIS)和混合式配电装置三种类型。

屋外敞开式配电装置应用最早,历史悠久,技术成熟,使用面最广。

屋内敞开式组合电器配电装置,全部设备布置在户内,不受气候条件的影响,设备处在较良好的条件下,因此相间距离比户外布置小,使得整个配电装置占地面积也小。但需增加房屋建筑,造价较高。水电站有时受枢纽布置条件的限制,或为了避免泄洪水雾的影响,也布置在大坝空腔或地下洞室内。

考虑到水电站地质地形的特点和枢纽布置的合理性、GIS 国产化程度逐步加大和价格下降的趋势、GIS 可靠性高、占地面积和土建工程量可大为减少、可大大减少事故停电损失和运行维护工作量、利于向“无人值班”方式过渡、对环保有利等因素,近年来我国大、中型水电站已趋向于选用 GIS,而较少采用敞开式配电装置。我国第一套 110kV GIS,于 1973 年在丹江口水电站投运。目前已投运 GIS 最高电压为 550kV,如岩滩、漫湾、二滩、三峡等大型电站。拉西瓦水电站 800kV GIS 已在建设。

混合式配电装置是在 20 世纪 70 年代出现的,它是合理使用空气和 SF₆ 两种绝缘介质构成的配电装置,即配电装置中部分采用 GIS 设备,部分采用敞开式设备。其特点是:母线和进出线采用敞开式导线,其余设备则为 GIS。由于 SF₆ 管道母线及引线的造价占 GIS 总造价的 20%~25%,而 SF₆ 管道的造价是敞开式母线造价的 15~20 倍,混合式一般将敞开式母线布置在 GIS 设备上方,占地面积增加又不多,所以可获得较大的经济效益。混合式配电装置综合了敞开式配电装置与 GIS 的优点,也是有发展前途的。水口水电站就采用了这种型式的 500kV 配电装置。近来我国火电厂选用增多。

由于水电站多处在山区,优化配电装置布置、减少占地面积、节约投资是水电站设计的重要任务,因此,很多新的配电装置布置型式,都是在水电站首先建成、使用的。例如,220kV 高型布置的配电装置于 1953 年在丰满水电站首先建成;阶梯式高型 220kV 配电装置于 1965 年在新安江水电站首先建成投运;220kV 软母线配单柱式隔离开关分相中型布置的配电装置于 1968 年首先在富春江水电站建成投运;220kV 与 330kV 敞开式组合电器洞内配电装置,先后于 1969 年和 1972 年在刘家峡水电站建成投运;多跨连续四分裂铝管母线 500kV 中型敞开式配电装置于 1986 年首先在葛洲坝水电站建成投运等。

由于电力系统的迅速发展,电力网及输电线路的传输容量将不断增大。在深山峡谷地区建造大容量水电站,为了减少土石方的大量开挖,必须尽量压缩配电装置的占地面积,而在滨海地区和工业区建造变电站则又要注意防止严重污染

问题。针对上述情况,对配电装置的研究设计方向提出了如下要求:

(1) 综合评价整个配电装置的可靠性和技术经济效益。根据水电站的具体情况,首要是因地制宜地优选配电装置的接线和型式,并注重配电装置各主要设备的采购质量和可靠性。对大型工程,不仅要考虑电气设备和土建工程的初期一次性投资,还要通过可靠性计算综合考虑其 30 年故障停电损失费和运行、维护及检修等费用。

(2) 提高设备的额定电流和开断各种故障的能力。

(3) 布置清晰,安装、运行、检修方便,占地面积小,能适应各种环境条件(盐雾、地震、污染等)的要求。

(4) 降低无线电干扰、静电感应场强、噪声等,满足超高压及特高压环境保护要求。

2 高压配电装置位置选择原则

(1) 高压配电装置应结合电站枢纽布置、厂房型式和设备选型,选择合适位置,使电气设备总体布置合理,运行安全可靠,投资较省。

(2) 高压配电装置应尽量靠近主厂房、主变压器场和中控室,以便运行、维护,节省电缆。

(3) 高压配电装置的位置应便于进出线布置。

(4) 尽量避免与建设期施工的相互干扰。

(5) 节省土石方开挖,避免高边坡、滑坡、泥石流等不良地质条件的威胁。

(6) 避开泄洪水雾及其他有害环境的影响和干扰。

3 敞开式配电装置

敞开式配电装置用空气作为绝缘介质,按选定的主接线将单一功能的各个电气设备有规则地排列组成一个完整配电装置,以完成电力的输送任务。

敞开式配电装置的布置方式不仅对设备选型,而且对其占地面积大小、安装维护是否方便都起着重要作用。敞开式配电装置布置方式按电气设备和母线布置的不同,大体上可分为低式、中式、半高式和高式四个类型。以上各类配电装置按其在一个间隔内布置断路器数量的多少又可分为单列式(一个间隔内一台断路器,一回进线或出线)、双列式、三列式(视主接线不同,在一个间隔内布置 2 台或 3 台断路器,进、出线各一回)布置。

3.1 低式布置

低式布置的特点是:将设备直接放在地面基础上,见图 4.3-1。为保证对人的电气安全距离,设备周围设置栅栏,操动机构则设在栅栏之外。

这种布置的优点是:安装维修方便、节省支架;安装维修时的高空作业少;由于设备重心低,抗震效果也好。缺点是:占地面积太大,受地面尘土污染较严重。

低式布置只适用于 110kV 及以下或地震烈度较高的地区,由于成套开关柜和 GIS 配电装置的出现,该布置有被淘汰的趋势。

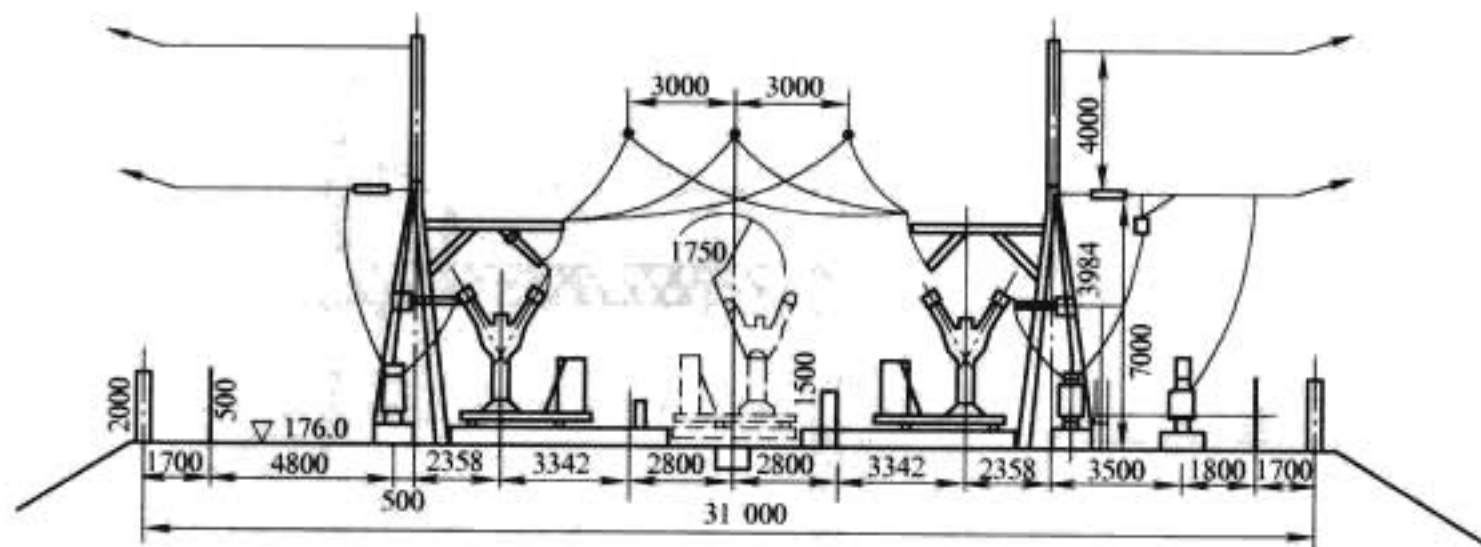


图 4.3-1 低式布置

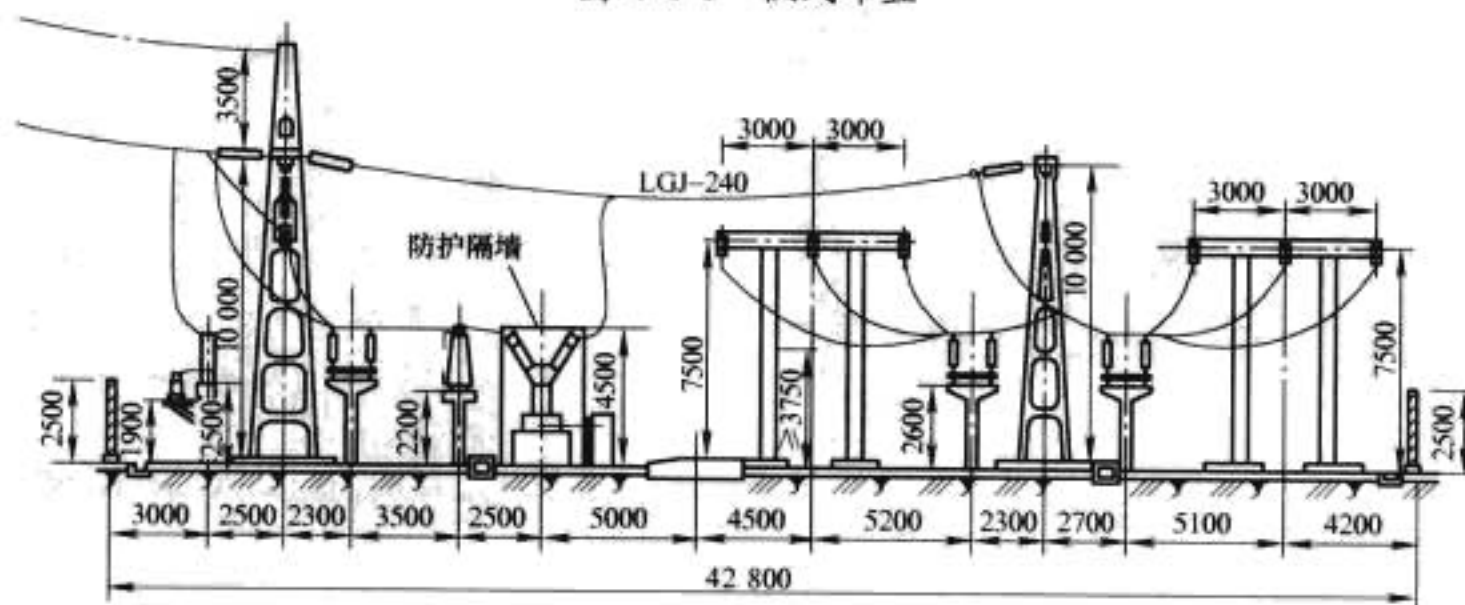


图 4.3-2 中式布置

3.2 中式布置

中式布置是最常用的一种布置型式，见图 4.3-2，具有较成熟的设计和运行经验。中式布置是将设备布置在支架上，使带电部分对地保持一定距离，运行人员能安全地在地面进行巡视和操作。优点是：布置清晰，运行维护方便。缺点是：占地面积较大。

中式布置能适用于各种电压等级的各种主接线，特别是在 330kV 及以上的超高压配电装置中，如无特殊情况，都采用中式布置，应用极广。

为了缩小中式布置的纵向尺寸，我国水电工程设计人员在电气设备上作了不少有益的尝试，如：采用管母线与剪刀式隔离开关配合，使隔离开关直接布置在母线下面；采用敞开式组合电器，将隔离开关与互感器或电缆头组成一体，取得了较好的经济效益，比典型中型布置节省占地面积约 20%~30%。

3.3 半高式布置

半高式布置是将隔离开关布置在上层，其他设备仍用中式布置，见图 4.3-3。通过部分设备重叠布置以缩短纵向尺寸，隔离开关操作机构仍可在地面进行操作。这种布置与中型布置相比，一般可压缩占地面积 45%~50%，缺点是：隔离开关维护不便，土建结构较复杂，抗地震性能较差等。

3.4 高式布置

高式布置是将两组母线上下重叠，母线隔离开关对应地放在各层母线下面，其他设备仍按中式布置布置在地面，见图

4.3-4。高式布置比典型中型布置占地面积小。缺点是：土建结构复杂，构架耗量大，维护检修不便，特别当上层母线或设备检修时，对下层设备要采取必要的防护措施，抗地震性能差等。

由于高式、半高式布置在缩小占地面积、减少投资（征用土地费用和减少土石方开挖量）等方面有明显优点，符合我国国情，同时在方便运行、满足检修要求方面自 20 世纪 70 年代以来进行了许多改进工作，如将两层母线之间用楼板隔开，或在上层隔离开关下设置维护通道等，因此在 110kV、220kV 电压等级除地震烈度较高地区以及土地资源占用效果系数较低的地区外，一般都采用了半高式、高式布置的配电装置。

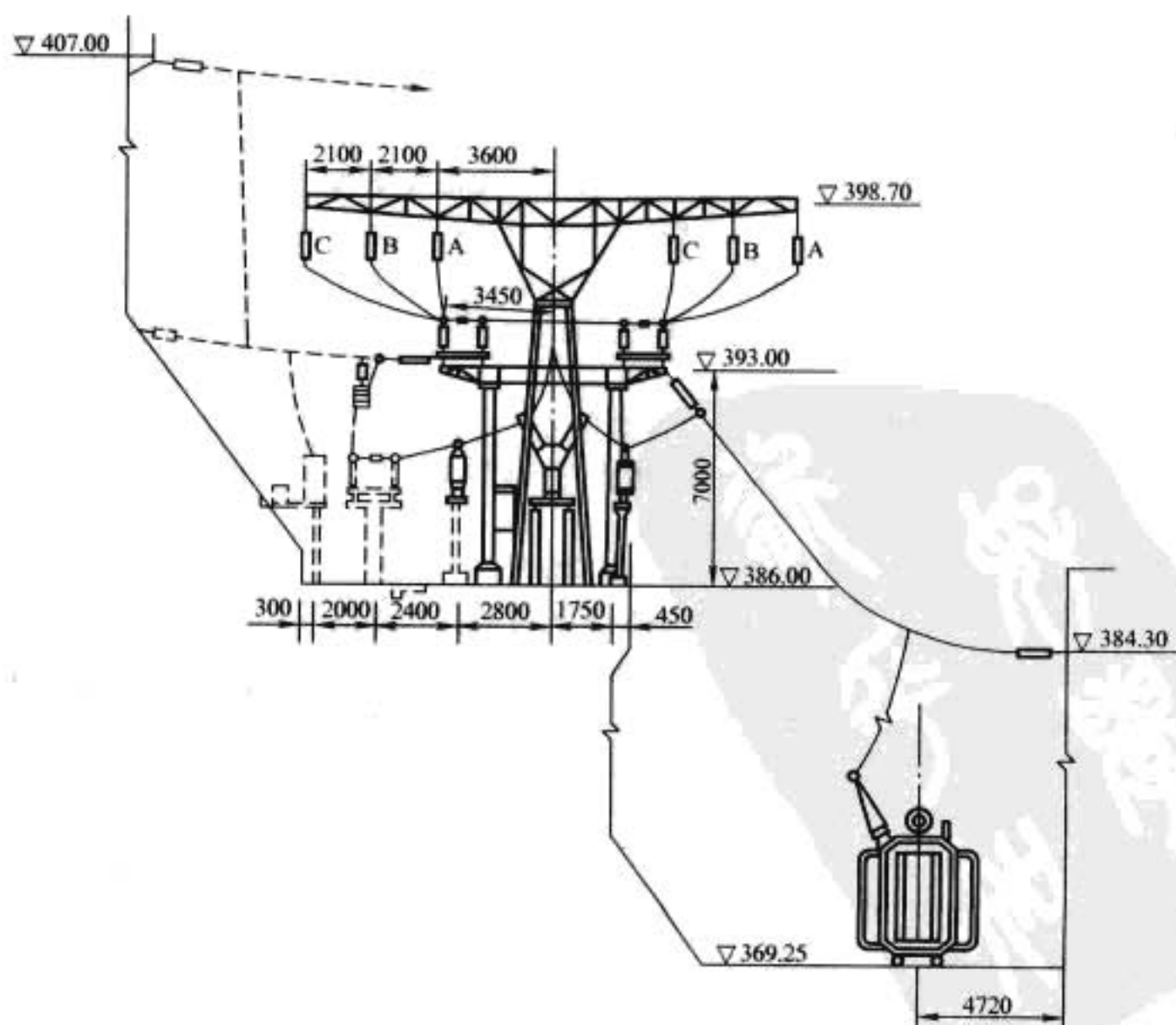


图 4.3-3 半高式布置

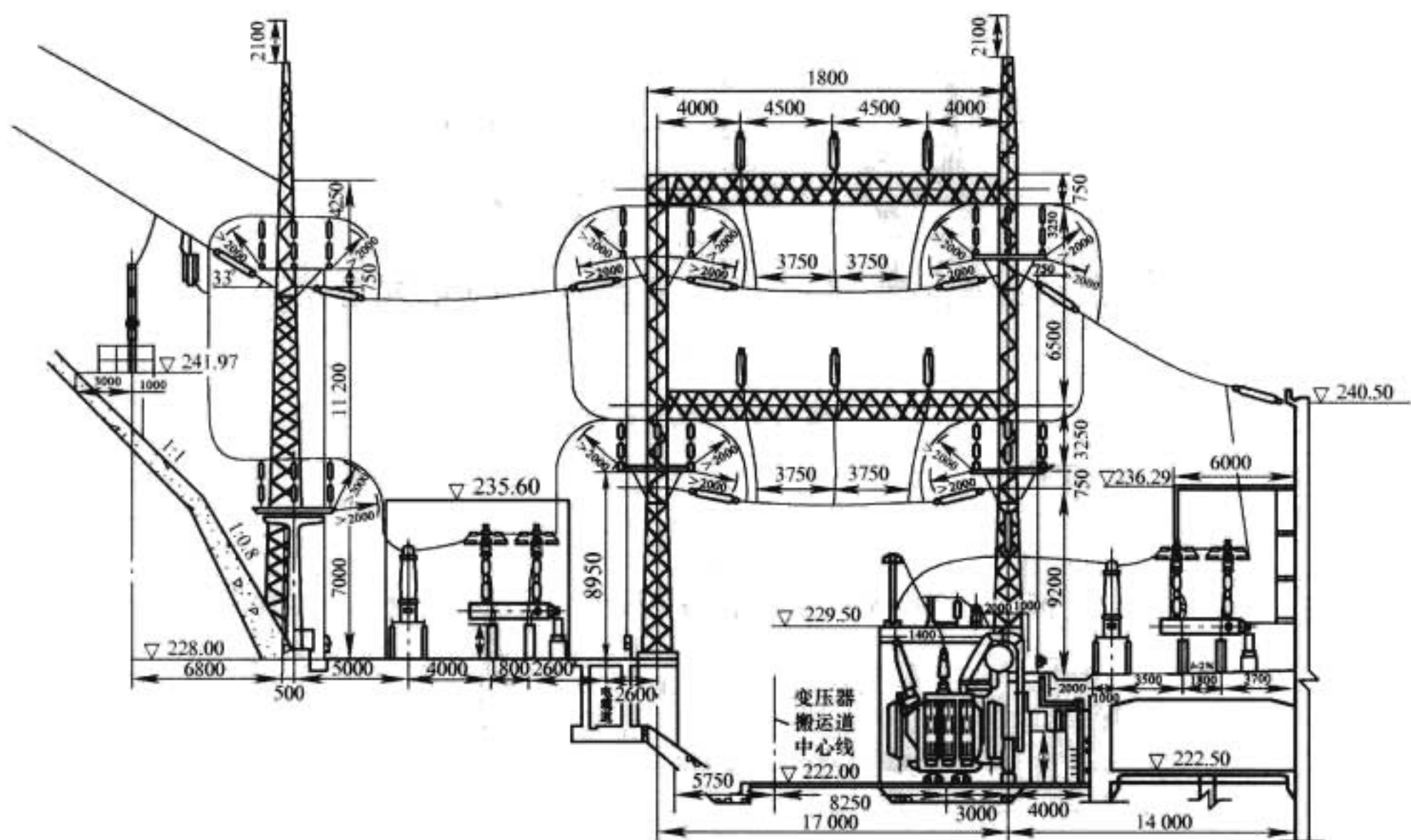


图 4.3-4 高式布置

4 气体绝缘金属封闭开关设备配电装置

4.1 GIS 配电装置特点

GIS 是把断路器、隔离开关、接地开关、电压及电流互感器、母线、避雷器、电缆终端（或出线套管）等元件，按主接线的要求，采用积木式结构，并且全部封闭于接地金属外壳中，壳体内充以绝缘介质 SF_6 气体，从而组合成的一个整体。

GIS 的结构型式主要有以下三种：

4.1.1 分相式

各组成元件的三相高压带电部分分别安装在独立的金属圆筒外壳内。

4.1.2 主母线三相共筒式

三相主母线安装在一个圆筒形金属外壳中，支母线及其他组成元件为分相式结构。这种型式比分相式可节省占地面积 10%~15%，且节省材料消耗，减少现场安装工作。目前这种结构已应用于 500kV 及以下电压等级的 GIS。

4.1.3 三相共筒式

各组成元件的三相安装在一个公用金属外壳中。与分相式相比，一般可节省占地面积 40%。国内目前仅 110kV 及以下 GIS 采用这种型式。

GIS 与敞开式配电装置相比，具有如下特点：

(1) 占用面积和空间小。GIS 配电装置的占地面积或空间尺寸与敞开式中布置配电装置的占地面积或空间尺寸之比，按经验公式空间占用率 $U_k = 10/U_N$ ，面积占用率 $U_A = 25/U_N + 25$ （其中 U_N 为额定电压，kV）。以 220kV 电压为例，其设备本体所占面积约为户外敞开式开关站的 10%，所占空间约为户外敞开式开关站的 5%。占地面积和空间减少，不仅可节省征地和平整场地费用，还使设备构架、电缆、接地网等工程量相应减少。

(2) 设备运行可靠性高。由于没有或很少有暴露在大气中的外绝缘，所以基本上不受气象与环境条件的影响，从而

消除了恶劣天气和小动物等引起的绝缘闪络及其他事故。已投运的国内、外 GIS 运行统计表明，其可靠性与敞开式电器相比约为 10:1。单相布置的 GIS 配电装置由于接地金属外壳的屏蔽作用，使作用在导体上的电动力大大减小，因此动稳定性好。GIS 配电装置重心低，加之瓷套管等脆性元件少，所以抗震性能较好。

(3) 能适应环境保护的要求。由于高电压被金属外壳所屏蔽，不会发生人身触电事故，也不产生静电感应与无线电干扰。

(4) 安装工期短，检修间隔周期长。由于 GIS 各元件出厂前已调试合格，并组装成运输单元，发运到现场后的安装工作只是进行整装和整体调试，所以安装方便，工期也短。GIS 的漏气率每年仅为 0.1%~1%，一般 5~10 年才需补气一次，维护工作量少。国内、外运行经验表明，GIS 的检修间隔周期一般可达到 10~15 年。

(5) GIS 造价较高。目前国内 220kV 和 500kV GIS 的造价分别是敞开式电气设备造价的 2~2.5 倍和 1.5~2.2 倍。从发展趋势看，随着电压等级的提高，两者的价格差将变小。至于整个配电装置的综合造价，则应结合工程的具体条件并综合考虑设备故障停电损失费和运行、检修、管理等费用进行分析比较才能确定。

综上所述，GIS 配电装置适用的电压等级不宜太低，特别适用于地处深山峡谷的大容量水电站升压站、城区电网、重污秽、高海拔和强地震等地区。

4.2 GIS 配电装置布置

GIS 配电装置的布置型式，可以按安装场所、断路器布置和内部结构型式来分类。

4.2.1 按安装场所分为户外型与户内型

户外型 GIS 不需设置厂房，可减少建设投资，但长期受到日照、雨淋及冰雪等影响，对运行、维护和检修不利，特别应注意严寒地区 SF_6 气体可能液化。

户内型 GIS 运行条件优越，虽然多数 GIS 均能作户外

布置,但因为 GIS 的布置尺寸小,而安装检修对周围环境要求较敞开式电器高,增加土建厂房和起吊、通风设备的投资所占比例小,所以我国基本上都采用户内型布置。

4.2.2 按断路器布置分为水平式和垂直式

这两种布置型式各有特点,一般取决于制造厂 GIS 的结构布置。断路器水平布置,灭弧室可在两侧或一侧取出,厂房高度可降低,但宽度较大,较适用于地面开关楼布置;直立布置,断路器灭弧室只能垂直吊出,要求厂房高度较高,但宽度可以缩小,较适用于地下厂房的水电站。

4.2.3 按内部结构型式分为单相式与三相共筒式

三相共筒式是将三相电器安装在同一筒体内,用绝缘支架或隔板将其隔开。这种结构可节约金属外壳材料,并可节省占地。此外,当三相电流同时流过母线时,磁力线在外壳中相互抵消,可减少涡流损失。

单相式 GIS 中各相电器单独安装在分相的金属外壳内,金属外壳材料增多,涡流损耗大,占地也相应增大。但单相式结构简单,密封问题和绝缘问题也较容易处理,可避免三相短路等,故国内 220kV 及以上主要是采用单相式。

4.2.4 GIS 配电装置布置设计

GIS 配电装置布置设计应考虑安装、检修、起吊、运行巡视、现场试验以及 SF₆ 气体回收装置搬运所需空间和通道。主通道一般为 2~3.5m,辅助通道一般不小于 1.2m。

GIS 每个间隔一般都设一个汇控柜,汇控柜可布置在靠断路器主通道的靠墙侧,也可与断路器并列布置。

GIS 配电装置的间隔宽度较小,一般 110kV 的间隔宽 ≤3m, 220kV 的间隔宽 ≤4m, 500kV 的间隔宽 ≤6m; 而配电装置架空进、出线的门架宽度一般 110kV 为 8m, 220kV 为 13~15m, 500kV 为 27~30m。为适应架空出线门架的宽度,通常采用的办法是:

(1) 采取进、出线间隔错开布置的方式。电站主变压器到 GIS 配电装置往往用 SF₆ 绝缘管线连接,因此靠进、出线间隔地错开布置可以实现;但对开关站的高压配电装置,如进、出线均采用架空线,则进、出线间隔布置上错开就不容易做到。

(2) 当布置上错不开时,为留出架空线的走廊和出线门

架,往往采用加长较为昂贵的 SF₆ 绝缘管线出线来实现。除此之外,还可用电缆作进、出线,这样虽然可充分发挥 GIS 配电装置占地面积和空间尺寸小的优点,但高压电力电缆代价也较昂贵,需要结合各个水电工程的实际情况进行技术经济比较确定。

4.2.5 GIS 配电装置隔室划分

为了限制 GIS 故障范围,并使检修一个间隔时不影响相邻间隔正常运行及保证运行人员的安全和维护方便,往往需对 GIS 配电装置的隔室进行划分,一般划分原则如下:

(1) 检修一个间隔内部元件不应影响未检修间隔正常运行。

(2) 将内部故障限制在故障隔室内。

(3) 断路器、隔离开关、电压互感器、避雷器一般都设置单独隔室。

(4) 主母线隔室划分应考虑气体回收装置的容量及回收时限。

(5) 与 GIS 外连的部位应进行单独分隔(与变压器、电抗器、高压电缆等的连接)。

(6) GIS 各气隔、隔室的划分应合理,应充分考虑 GIS 的功能要求和安装(含分期安装)、调试、试验、维护及检修的方便。

5 混合式配电装置

混合式配电装置是以断路器为主体,与其他隔离开关、接地开关、避雷器和电流、电压互感器等电气设备组合在一起的紧凑型单相组合电器,封闭在金属外壳内,壳内充以 SF₆ 气体绝缘介质。其主要特征是不带 SF₆ 管道母线,而是利用出线空气套管通过软导线与敞开式母线连接,按主接线的要求组成的配电装置。由于出线套管为空气绝缘,设备相间距离仍与常规敞开式高压电器相同,但大大缩小了设备之间的纵向尺寸,其纵向尺寸约为敞开式配电装置的 40%,因此,具有结构紧凑、占用场地少的特点。与 GIS 相比,由于取消 SF₆ 用量最大的管道母线,既能减少投资,又便于架空引出线,故自 20 世纪 90 年代后期得到迅速发展,在户外高压和超高压配电装置中的应用将越来越广泛。



第4章 过电压保护

1 系统电压和中性点接地方式

1.1 电气设备运行电压和承受的各种电压

1.1.1 电气设备运行电压

电力系统标称电压和最高工作电压列于表 4.4-1。

表 4.4-1	系统标称电压和最高工作电压										kV
系统标称电压 (有效值)	3	6	10	20	35	66	110	220	330	500	750
系统最高工作 电压(有效值)	3.6	7.2	12	24	40.5	72.5	126	252	363	550	800

水轮发电机系统的额定电压有：3.15、6.3、10.5、13.8、15.75、18、20、22、24kV。

1.1.2 电气设备所承受的各种电压

运行中出现于电气设备绝缘上的各种电压有：正常运行时的工频电压；暂时过电压（工频过电压、谐振过电压）；操作过电压；雷电过电压。

一般水力发电厂电气设备上承受的各种电压详见表 4.4-2。

表 4.4-2 水力发电厂电气设备承受的各种电压			
正常运行时的工频电压			
电力系统内部过电压	暂时过电压	工频电压升高	空载长线电容效应
			发电机突然失去负荷
			电网单相接地故障
		谐振过电压	线性谐振：消弧线圈补偿电网、变压器电容传递、高压并联电抗器非全相运行
			参数谐振：自励磁、自参数谐振、水轮发电机非对称短路
			铁磁谐振：电磁式电压互感器、非全相运行的空载或轻载变压器
		操作过电压	中性点不接地系统间歇性电弧接地过电压
			空载线路分闸过电压
			空载线路合(重合)闸过电压
	空载变压器分闸过电压		
	高压并联电抗器分闸过电压		
电力系统不对称分闸和振荡解列过电压			
雷电过电压	直击雷过电压		
	感应雷过电压		
	侵入雷电波过电压		

1.2 系统中性点接地方式

1.2.1 电力系统中性点接地方式

1. 中性点不接地或经消弧线圈接地

3~66kV 系统架空线路单相接地故障电流不大于 10A 或电缆线路单相接地故障电流不大于 30A 时，系统中性点采用不接地方式。若架空线路大于 10A 或电缆线路大于 30A 时，系统中性点采用经消弧线圈接地方式。

2. 中性点有效接地

110~750kV 系统中性点采用有效接地方式，系统任一处的零序电抗与正序电抗的比值 $0 < (X_0/X_1) \leq 3$ ，零序电阻与正序电抗的比值 $(R_0/X_1) \leq 1$ 。

110~220kV 变压器（除自耦变压器直接接地外）中性点采用经隔离开关接地或经低值电抗接地。经隔离开关接地时，根据系统运行需要，变压器中性点可以接地，也可以不接地。

330~750kV 变压器中性点应采用直接接地或经低值电抗接地。变压器中性点经低值电抗接地接线如图 4.4-1 所示，要求低值电抗取变压器零序电抗值的 1/3，即变压器通过两倍变压器零序电抗值接地。当两台变压器都经 1/3 变压器零序电抗值接地时，与一台变压器接地和一台变压器不接地的零序电抗值是相同的。经低值电抗接地的变压器退出一台运行时，可将另一台运行的变压器中性点电抗器用隔离开关短接，以维持零序电抗值不变。对于多台变压器也仿照此方法处理。这与部分变压器中性点接地方式基本相同，但变压器中性点的各种过电压比部分变压器中性点接地方式的不接地变压器中性点要低，见表 4.4-3。

由于中性点过电压较低，降低了变压器中性点的绝缘水平，提高了系统运行的可靠性。

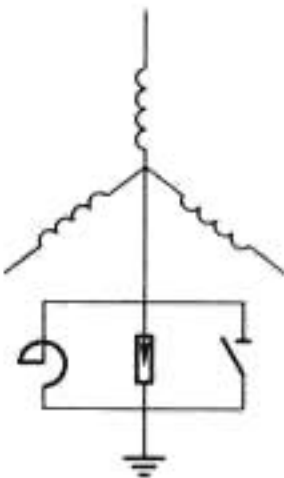


图 4.4-1 中性点经低值电抗接地接线

表 4.4-3 变压器中性点过电压

过电压名称		部分接地不接地 变压器中性点	经小电抗器接地 变压器中性点	要求及后果
雷电过电压		$\frac{nU_L}{3}$	$\frac{n'U_L}{3 + (X_{T0}/X)}$	中性点上出现的过电压，波头已达 45~70μs 以上，近似操作过电压，要设置保护
单相接地 工频过电压	暂态电压	$\frac{(1+2a)U_x}{3}$	$\frac{(1+2a)U_x}{3 + (X_{T0}/X)}$	中性点避雷器在此电压下不应动作，是选择避雷器额定电压的依据
	稳态电压	$\frac{K_x U_x}{K_x + 2}$	$\frac{0.5K_x U_x}{K_x + 2}$	
工频传递过电压		$\frac{C_{12} U_x}{C_{12} + C_2}$	$\frac{C_{12} I_H X}{C_{12} + C_2}$	传递过电压较高时，会发生变压器低压侧电压互感器铁磁谐振

续表

过电压名称			部分接地不接地 变压器中性点	经小电抗器接地 变压器中性点	要求及后果
断路器非全相运行过电压	单端电源工频过电压	谐振	有	无	谐振将损坏电气设备
		工频稳态电压	单相合闸 U_x	$I_H X$	不接地中性点的电压高，选择避雷器的持续运行电压也高
	双电源频差过电压		$2U_x \sin \frac{\delta}{2}$	$\frac{2U_x \sin (\delta/2)}{4 + (X_{X0}/X)}$	不接地中性点电压可达 $2U_x$ ，避雷器将会爆炸
	形成孤立不接地系统产生弧光接地过电压		有	无	将产生 2.8pu 弧光接地过电压，将损坏所有电气设备

注 n —雷电波侵入变压器相数; U_L —雷电波侵入高压绕组幅值, 可取耐受值; X_{T0} —变压器零序电抗值; X —变压器中性点小电抗值, 取 $X = X_{T0}/3$; γ —振荡系数, 一般 $\gamma = 1.6$ (纠结式绕组) ~ 1.8 (连接式绕组); $\gamma' = 1.2 \sim 1.4$; α —线路电容系数, $\alpha = C_x/(C_x + C_0)$, 一般 $\alpha = 0.18 \sim 0.2$; C_x —线路线间电容; C_0 —线路对地电容; U_x —系统最大运行相电压; C_{12} —变压器高、低压绕组间电容; $K_x = X_0/X_1$, X_0 —系统零序电抗; X_1 —系统正序电抗, 一般 $K \leq 3$; C_2 —变压器低压绕组对地电容; I_H —变压器负载电流; δ —两电源失步相位, 表中两式的失步角度大小是不一样的; X_{X0} —从变压器高压套管向系统看的零序电抗值。

1.2.2 发电机电压系统中性点接地方式

1.2.2.1 中性点不接地或经消弧线圈接地

(1) 在发电机内部发生单相接地故障不要求快速切除发电机时, 若单相接地故障电流不超过表 4.4-4 规定值, 中性点宜采用不接地方式; 若单相接地故障电流超过表 4.4-4 规定值, 应采用经消弧线圈接地方式。当发电机系统电容电流变化不大时, 应采用欠补偿方式; 当电容电流变化大但能躲开全补偿时, 也应采用欠补偿方式; 当电容电流变化大但不能躲开全补偿时, 才采用过补偿。因过补偿方式比欠补偿方式的潜在过电压大, 补偿后的残余电流不应超过表 4.4-4 规定值。消弧线圈可装在发电机中性点, 也可装在厂用变压器中性点。

表 4.4-4 发电机允许单相故障电流				
发电机额定电压 (kV)	3.15~6.3	10.5	13.8~15.75	18~20
故障点残余电流 (A)	≤ 4.0	≤ 3.0	≤ 2.0	≤ 1.0

(2) 中性点经消弧线圈接地的发电机, 在正常运行情况下, 其中性点长时间电压位移不应超过发电机额定电压的 10%。非直配发电机脱谐度不超过 30%; 直配发电机脱谐度不超过 10%。

1.2.2.2 中性点经高电阻接地

在发电机内部发生单相接地故障要求快速切除发电机时, 中性点宜采用高电阻接地方式。接入发电机中性点的高电阻值按式 (4.4-1) 计算

$$R \geq 1/(2\pi fC) \tag{4.4-1}$$

式中: R 为发电机中性点接入电阻值, Ω ; f 为发电机工作频率, Hz; C 为发电机电压系统三相对地总电容量, μF 。

电阻器宜接在发电机中性点所接单相变压器的二次绕组上。

为防止发电机发生单相接地时, 中性点变压器产生较大的励磁涌流, 变压器额定电压的选择不宜低于发电机额定电压, 即中性点变压器的绝缘水平不应低于发电机定子绕组的绝缘水平。

2 暂时过电压、操作过电压及其保护

2.1 暂时过电压及其限制

2.1.1 工频过电压限制

工频电压升高是操作过电压的强制分量, 工频电压升得

愈高, 对应的操作过电压也愈高。因此, 需对工频电压升高加以限制。工频电压升高产生的原因主要有: 空载长线电容效应; 发电机突然失去负荷; 电网单相接地故障。

2.1.1.1 空载长线电容效应

发电厂送电线路突然呈空载线路瞬间, 发电机的暂态电势维持不变, 空载线路末端的工频暂态电压可按式 (4.4-2) 计算

$$U_g = \frac{E'_d}{\cos \lambda - \frac{X_s}{Z_\lambda} \sin \lambda} \tag{4.4-2}$$

式中: U_g 为空载线路末端工频电压, kV; E'_d 为送端系统的等值暂态电势, kV; λ 为导线电波长, 以弧度表示, $\lambda = \omega l/v$; v 为电波速度, km/s; l 为线路长, km; X_s 为送端系统的等值电抗, Ω ; Z_λ 为线路波阻抗, Ω 。

2.1.1.2 发电机突然失去负荷

线路末端断路器由于某种原因突然开断失去负荷, 根据磁链不变原理, 开断瞬间暂态电势 E'_d 保持原有数值, E'_d 的大小决定失去负荷前的运行状态, 可按式 (4.4-3) 进行计算

$$E'_d = U_m \sqrt{\left(1 + \frac{P \tan \varphi}{S_n} X_s^*\right)^2 + \left(\frac{P}{S_n} X_s^*\right)^2} \tag{4.4-3}$$

式中: E'_d 为失去负荷前发电机的暂态电势, kV; U_m 为母线电压, kV; S_n 为发电机视在功率, kVA; P 为线路输送功率, kW; X_s^* 为送端系统等值电抗标么值; φ 为功率因数角, $^\circ$ 。

2.1.1.3 电网单相接地故障

单相接地是输电线路中常见的故障型式。单相接地后, 健全相的工频电压要升高。单相接地健全相的工频电压升高, 可按 (4.4-4) 式计算

$$U_{B,C} = \frac{U_A}{2} \sqrt{\left[\sqrt{3} + \frac{6K_y}{K_y^2 + (2+K_x)^2}\right]^2 + 9\left[1 - \frac{2(2+K_x)}{K_y^2 + (2+K_x)^2}\right]^2} \tag{4.4-4}$$

式中: $U_{B,C}$ 为健全相的工频电压, kV; U_A 为故障相在故障前的电压, kV; K_x 为系统零序电抗与正序电抗之比值, $K_x = X_0/X_1$; K_y 为系统零序电阻与正序电抗之比值, $K_y = R_0/X_1$ 。

若忽略零序电阻, 即 $R_0 = 0$, 则 $K_y = 0$, 式 (4.4-4) 健全相的工频电压可简化为式 (4.4-5)

$$U_{B,C} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{1+K_x+K_x^2}}{2+K_x} U_A = \sqrt{3} C_e U_A \tag{4.4-5}$$

式中: C_e 为接地系数。

对于中性点非直接接地 20kV 及以下系统, 零序电抗为容性, 且绝对值较大, 一般 $K_x \leq -20$, 健全相最大接地系数 $C_g < 1.1$, 选择避雷器额定 (灭弧) 电压为系统最大运行线电压的 1.1 倍。对于消弧线圈补偿的 35kV 和 66 kV 系统, 零序电抗值很大, 健全相的接地系数接近 1, 选择避雷器额定 (灭弧) 电压为系统最大运行线电压。

对于有效接地系统, 为使断路器开断电流不受单相接地短路电流的限制, 要求单相短路电流小于三相短路电流, 即零序电抗与正序电抗的比值 $K_x \geq 1$, 一般 $K_x \leq 3$ 。对于 110~220kV 有效接地系统, 选用避雷器额定 (灭弧) 电压为系统最大运行相电压的 1.4 倍。对于 330~750kV 有效接地系统, 选用电站侧避雷器额定 (灭弧) 电压为系统最大运行相电压的 1.3 倍; 选用线路侧避雷器额定 (灭弧) 电压为系统最大运行相电压的 1.4 倍。

2.1.1.4 高压并联电抗器限制工频电压升高

引起工频电压升高的三种主要因素, 一般不考虑同时出现最大值。应根据系统的结构、参数, 分析合理的运行和故障操作方式, 确定工频电压升高值。

220kV 及以下电压系统, 由于线路不长, 一般不考虑工频电压升高的限制。但对 330kV 及以上电压系统, 由于线路较长, 在正常送电状态下突然失去负荷或在线路受电端有接地故障情况下突然失去负荷时, 可能产生幅值较高的工频过电压。当工频电压升高超过容许值时, 一般采用在线路适当位置安装并联电抗器加以限制, 也可在线路上架设良导体避雷线降低工频过电压。具体的限制措施 (含并联电抗器的合理安装位置; 在线路的电源侧或线路对侧装设, 或两侧均装设) 应通过技术经济比较确定。

2.1.2 谐振过电压限制

各级电压系统均应采取措施, 防止在电力系统操作和故障情况下, 由于电感、电容参数的不利组合引起谐振过电压。谐振过电压一般具有工频性质, 持续时间较长, 对电力系统中电气设备绝缘有极大的危害。谐振过电压不能采用避雷器限制, 应尽量调整系统参数, 避免在各级电压系统中出现谐振过电压, 或者缩短谐振的时间和过电压幅值。

水力发电厂产生的谐振过电压, 一般有线性谐振、参数谐振和铁磁谐振三种类型。

2.1.2.1 线性谐振过电压

线性谐振过电压是电力系统在操作或故障情况下, 由于电感、电容参数的不利组合使系统发生谐振而引起的, 其谐振的参量均为线性。一般线性谐振过电压有: 消弧线圈补偿电网过电压、变压器电容传递过电压、高压并联电抗器非全相运行过电压。

2.1.2.2 参数谐振过电压

由于参数本身的变化引起参数不利的组合而产生的谐振过电压称为参数谐振过电压。参数谐振过电压有: 自励磁过电压、自参数谐振过电压和水轮发电机不对称短路过电压。

2.1.2.3 铁磁谐振过电压

铁磁谐振主要发生在具有铁心电感元件的系统中。铁磁谐振必须满足在谐振频率下“感抗大于容抗”。即只要满足 $K\omega L_0 > 1/K\omega C$, 都可产生 K 次谐波的铁磁谐振。 K 为整数或整分数, 一般 K 为 1/3、1/2、1、2、3。产生更高次谐波可能性很小, 因为频率高时电感难饱和。产生更低次谐波可能性也很小, 电网中很少出现 X_C/X_L 很小值。铁磁谐振过电压常发生在中性点非直接接地的系统中。

铁磁谐振过电压有电磁式电压互感器引起的铁磁谐振和非全相运行的空载或轻载变压器引起的铁磁谐振两种。

2.1.3 暂时过电压允许值

各级电压系统允许暂时过电压水平不宜超过下列数值:

3~20kV 系统	$1.9U_{xg}$
35~66kV 系统	$\sqrt{3}U_{xg}$
110~220kV 系统	$1.3U_{xg}$
330~750kV 系统:	
线路断路器母线侧	$1.3U_{xg}$
线路断路器线路侧	$1.4U_{xg}$

线路侧工频过电压限制到 $1.4U_{xg}$ 特别困难时, 可通过技术经济比较确定限制措施和相应的工频过电压数值, 但需校核设备承受工频过电压的能力。

2.2 操作过电压及其保护

水力发电厂中操作过电压有: 空载线路分、合 (重合) 闸过电压; 空载变压器和并联电抗器分闸过电压; 间歇性电弧接地过电压; 电网非对称故障分闸和振荡解列过电压等。

220kV 及以下系统中, 由于绝缘水平较高, 能承受可能出现的操作过电压, 一般不采取限制措施。330kV 及以上系统中, 应采取限制操作过电压的措施。

2.2.1 空载线路分闸过电压

空载线路分闸过电压产生的原因在于断路器分闸初始阶段, 触头间的绝缘强度耐不住恢复电压的作用, 而产生一次或多次重击穿, 使线路上电压发生振荡。重燃相位和电弧熄灭角度都具有随机性, 呈正态分布。空载线路分闸过电压是控制 220kV 及以下系统操作过电压水平的主要依据。一般 3~66kV 中性点不接地系统不超过 $4.0U_{xg}$, 110~220kV 中性点接地系统不超过 $3.0U_{xg}$ 。

限制空载线路分闸过电压的措施有: ①采用不重燃或重燃概率较低的断路器; ②线路侧采用电磁式电压互感器, 以泄放线路上的残留电荷, 降低触头间恢复电压; ③超高压线路装有并联电抗器, 使触头间最大恢复电压时间推迟可避免重燃或降低重燃时的过电压; ④线路上采用磁吹避雷器或金属氧化物避雷器可限制线路分闸过电压。

2.2.2 空载线路合 (重合) 闸过电压

空载线路合闸过电压产生的原因, 在于合闸瞬间电源电压与线路电压不等产生电感、电容振荡。最大合闸过电压在线路末端, 可达空载线路末端工频过电压峰值的 2 倍。由于线路具有分布参数特征, 合闸时具有多频率振荡, 合闸过电压可超过 2 倍末端工频过电压峰值。由于断路器合闸相位、三相合闸分散性、系统等值电抗的大小、母线上出线回路数多少等各种因素影响的随机性, 呈正态分布。

如线路断路器出现三相重合闸时, 健全相的断路器相当于重燃一次, 合闸过电压最大值可达 3 倍末端工频过电压峰值, 这将危及 330kV 及以上的线路和电气设备的绝缘。

一般 220kV 及以下电网空载线路最大合闸过电压仅为 $2.6U_{xg}$, 不起控制作用; 而对 330kV 及以上电网则可能超过电气设备的绝缘水平, 故空载线路合 (重合) 闸过电压是控制 330kV 及以上系统的操作过电压水平的主要依据, 必须将其限制在系统允许的操作过电压范围内。

限制合 (重合) 闸过电压的措施有:

(1) 采用具有合闸电阻的断路器: 合闸分两阶段进行, 第一阶段是合闸电阻, 使电阻串联在线路中; 第二阶段是短接合闸电阻, 这样使振荡电压幅值减小。合闸电阻投入时间不应小于第一阶段合闸电压达到稳定时的所需时间, 即按断路器三相合闸不同期时间加上电压波在线路往返时间, 一般投入时间不小于 10ms。

(2) 采用单相自动重合闸：故障相的残留电荷接近于零，健全相残留电压也有降低，所产生的过电压比三相自动重合闸过电压要低。

(3) 采用同步合闸装置：控制断路器触头处在电源零电位附近合闸。

(4) 采用金属氧化物避雷器保护：在线路首、末端装设无间隙金属氧化物避雷器可限制合闸过电压。

2.2.3 空载变压器分闸过电压

空载变压器励磁电流很小，一般只有变压器额定电流的千分之几到百分之几。空载变压器分闸时，电弧不一定在励磁电流过零时被切断。此时，变压器电感、电容上储存的能量产生相互转换的振荡，从而引起空载变压器分闸过电压。对截断励磁电流标么值很小（冷轧硅钢片铁心）的变压器，过电压不高，一般不需要保护。截断励磁电流标么值较大（热轧硅钢片铁心）的变压器，会产生较高幅值的过电压，需要在断路器与变压器之间采用避雷器保护。

2.2.4 高压并联电抗器分闸过电压

当在运行中需要投、合电抗器（如无功平衡需要）时，一般采用断路器接入高压并联电抗器。断路器切除电抗器就是切断电感电流，这与切除空载变压器一样，而且电感电流较大，截断较高幅值电流的概率也增大，过电压也较高，需在断路器与电抗器间加装金属氧化物避雷器进行保护。

2.2.5 中性点不接地系统间歇性电弧接地过电压

在中性点不接地系统中，当单相接地故障电流超过一定数值时，将产生不稳定电弧，形成熄灭和重燃交替的间歇性电弧，导致电磁能的强烈振荡，并在健全相以致故障相中产生较高的过电压。过电压数值随接地方式不同而异，一般情况下过电压不超过下列数值：不接地电网 $3.5U_{xg}$ ；经消弧线接地电网 $3.2U_{xg}$ ；经电阻接地电网 $2.5U_{xg}$ 。

2.2.6 电网非对称故障分闸和振荡解列过电压

系统送受端联系薄弱，如果线路因非对称故障导致分闸，或在系统振荡状态下解列，将产生线路非对称故障分闸或振荡解列过电压。预测线路非对称故障分闸过电压，可选择线路受端存在单相接地故障的条件，分闸时线路受端电动势功角差应按实际情况选取。当过电压幅值较高时，应采用线路避雷器加以限制。

2.2.7 操作过电压容许值

系统操作过电压计算倍数的确定，应考虑系统结构、系统容量、电气参数、中性点接地方式、断路器性能、母线上的出线回路数以及系统运行接线、操作方式等因素。根据系统运行的统计，操作过电压允许计算倍数取下列数值。

设备对地绝缘，以设备的最高运行相电压 U_{xg} 的倍数表示：

3~66kV 计算用最大过电压 4.0

110~220kV 计算用最大过电压 3.0

330kV 2%统计过电压 2.2

500kV 2%统计过电压 2.0

750kV 2%统计过电压 1.8

设备相间绝缘，以相对地操作过电压的倍数表示：

3~220kV 1.3~1.4

330~750kV 1.5

确定相间绝缘时，两相的电位宜分别取相间操作过电压的+60%和-40%。

3 雷电过电压保护

3.1 架空线路段雷电过电压保护

架空线路段是指水力发电厂内主变压器至高压配电装置

的架空线路段。

3.1.1 架空线路段的耐雷水平

一般土壤电阻率地区，架空线路段的耐雷水平不宜低于表 4.4-5 中的数值。

表 4.4-5 架空线路段耐雷水平

系统标称电压 (kV)	35	66	110	220	330	500
线路耐雷水平 (kA)	30	60	75	120	140	160

3.1.2 交叉部分雷电过电压保护

同级电压线路段相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，两交叉线路导线间或上方线路与下方线路避雷线间的垂直距离，当导线温度为 40℃ 时，不得小于表 4.4-6 所列数值。

表 4.4-6 同电压线路段或与较低电压线路、通信线路交叉距离

系统标称电压 (kV)	35~110	220	330	500
交叉距离 (m)	3	4	5	6

3.1.3 大跨越档雷电过电压保护

架空线路段大跨越杆塔全高超过 40m，每增高 10m 应增加一个绝缘子，杆塔接地电阻不宜超过一般线路的 50%，当土壤电阻率大于 2000Ωm 时，不宜超过 20Ω。

根据雷击档距中央避雷线时防止反击的条件，大跨越档导线与避雷线间的距离不得小于表 4.4-7 的要求。

表 4.4-7 防止反击要求的大跨越档导线与避雷线间的距离

系统标称电压 (kV)	35	66	110	220	330	500
距离 (m)	3	6	7.5	12	14	16

3.2 发电厂雷电过电压保护

3.2.1 直击雷过电压保护

3.2.1.1 直击雷保护的一般要求

雷直接击在发电厂电气设备上，将产生很高的直击雷过电压，会造成电力设备的损坏，应因地制宜地对直击雷采用避雷针、避雷线、避雷带等进行保护。

水力发电厂下列设施应装设直击雷保护装置：户外配电装置，包括组合导线和母线廊道；砖木结构的主厂房；油处理室，露天油罐及易燃、易爆材料仓库等建筑物。

独立避雷针（线）宜设独立的接地装置。在一般土壤电阻率地区，其接地电阻不宜超过 10Ω。当有困难时，该接地装置可与主接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点，沿接地体的长度不得小于 15m。

独立避雷针（线）与配电装置带电部分、设备和架构接地部分之间的空气中距离，以及独立避雷针（线）的接地装置与接地网间的接地中距离应符合 DL/T 5090—1999《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》的要求。

3.2.1.2 雷击厂房对主要电气设备的反击

当雷击避雷针、避雷线或其他建、构筑物时，将引起接地装置冲击电位的增高，会造成对电气设备的反击。反击过电压的幅值取决于雷电流幅值、引流点接地装置的冲击接地电阻和设备充电回路的时间常数。

变压器布置在厂房内或厂房尾水平台上，当雷击厂房或厂房顶铁塔时，其接地引下线与主接地网的地下连接点至变压器或 35kV 及以下电气设备接地线与主接地网的地下连接点，它们之间沿接地体的长度通常不可能满足大于 15m 的要求，因此，当厂房受到雷击时，接地网上电气设备将要承受反击电压。

直配发电机的反击过电压对发电机绝缘有危害，但因一般直配发电机都装有避雷器保护，同时也就限制了反击过电压。

对非直配发电机的反击过电压而言，当发电机与变压器同时运行时，对变压器低压侧绝缘也无危害；但当发电机与变压器间的断路器断开运行时，反击电压虽对变压器低压侧绝缘有危害，考虑到变压器高压侧侵入雷电波时，变压器低压侧也需装设避雷器，故该避雷器可同时限制反击过电压的危害。

3.2.2 感应雷过电压保护

雷击附近物体或地面，由于空间电磁场发生剧烈变化，在线路的导线上或其他金属导体上产生感应过电压。一般感应过电压仅对 35kV 及以下线路和电气设备绝缘有危害。应采取防护措施：避雷针、避雷线应尽量远离 35kV 及以下电压等级的配电装置，包括组合导线、母线廊道等，以降低感应过电压。对户外的电气设备金属外壳、电缆外皮和金属构件等均应接地。

3.2.3 侵入雷电波过电压保护

输电线路受到雷击，雷电波沿导线侵入到发电厂电气设备上，产生侵入雷电波过电压。过电压幅值与发电厂进线保护段的耐雷水平、雷击点距配电装置的距离、导线电晕衰减、发电厂接线、运行方式、设备布置和避雷器配置有关。

3.2.3.1 进线保护段

对未沿全线架设避雷线的 35~110kV 架空线路，应在 1~2km 的进线段架设避雷线。进线保护段的耐雷水平不应

低于表 4.4-5 中的数值。

在雷季，如 35~110kV 进线的隔离开关或断路器可能经常断路运行，同时线路侧又带电，则必须在靠近隔离开关或断路器线路侧装设一组避雷器。

发电厂的 35kV 及以上电缆进线段，在电缆与架空线的连接处应装设一组避雷器，其接地端应与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆末端的金属外皮应直接接地，对单芯电缆应经护层保护器接地。

3.2.3.2 避雷器的配置

发电厂的电气主接线在各种运行方式下，有可能受到雷电侵入波危害的设备，都应在避雷器的保护范围内。

桥形接线和角形接线的配电装置，避雷器宜配置在送电线路入口处；单母线和双母线接线的配电装置，避雷器宜配置在主母线上。当有旁路母线投运时，出线设备不在主母线避雷器保护范围内，应在旁路母线上设置一组避雷器；一倍半接线时，对 220kV 及以上的配电装置，避雷器宜配置在进出线的入口处，如有的设备仍不在避雷器的保护范围内，可在母线上的适当位置增设避雷器。

以上设置的避雷器首先应靠近变压器附近装设。当变压器远离高压配电装置又不在配电装置避雷器保护范围内时，应在变压器附近设置一组避雷器。

发电厂内所有避雷器应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接，同时应在其附近装设集中接地装置。

对敞开式的电气设备，避雷器至被保护设备的最大允许电气距离可查表 4.4-8。出线回路数应按雷季可能运行的最少回路数确定，对双回路杆塔出线，有同时遭受雷击的可能，应按一回路出线考虑。设计中还应充分考虑到初期出线回路数较少的情况。避雷器与主变压器及其他被保护电气设备的电气距离，应尽量缩短。

表 4.4-8 避雷器至被保护设备的最大允许距离

m

电压等级 (kV)	敷设避雷线	避雷器至变压器的最大电气距离					采用 MOA 或磁吹式 增加距离百分数 (%)	避雷器至其他电 器的距离
		避雷器型式	运行出线回路数					
			1	2	3	≥4		
35	1km	普阀式 (FZ)	25	40	50	55	—	按至变压器的 距离增加 35%计算
	2km 及全线		50	75	90	105		
66	1km		45	65	80	90		
	2km 及全线		80	105	130	145		
110	2km 及全线		100	135	160	180	25	
220	全 线		105	165	180	220	20	
330	全 线	磁吹式(FCZ) 或 MOA	95	145	175	195	—	

注 35、66、110、220kV 变压器绝缘水平分别为 200、325、480、950kV。

3.2.3.3 变压器保护

自耦变压器必须在其两个自耦合的绕组的出线上装设避雷器，此避雷器应装在自耦变压器与断路器之间，采用图 4.4-2 所示的保护接线。

与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器（包括一台变压器与两台发电机相连的三绕组变压器）的低压绕组如有开路运行的可能和发电厂双

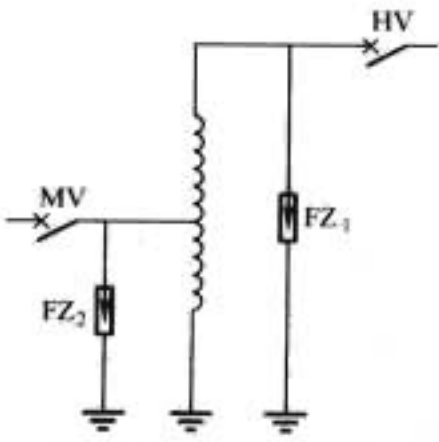


图 4.4-2 自耦变压器保护接线

绕组变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时，应在靠近变压器低压绕组出线上安装一组避雷器，以防止来自高压绕组雷电波的静电感应（电容耦合）过电压危害低压绕组绝缘。但如该绕组连有 25m 及以上金属外皮电缆段，则可不安装避雷器。

3.3 旋转电机雷电过电压保护

发电机绝缘属于弱绝缘电气设备，发电机绝缘的冲击系数为 1.2~1.25。发电机绝缘水平见表 4.4-9。在下述情况下，若需选用避雷器保护发电机时，其保护水平应与发电机绝缘水平相适应。

表 4.4-9 发电机耐雷及冲击绝缘水平

额定电压 (kV)	出厂工频耐压 (有效值, kV)	出厂冲击水平 (峰值, kV)	运行工频耐压 (有效值, kV)	运行冲击水平 (峰值, kV)
3.15	7.3	12.4~12.9	4.725	8.0~8.35
6.3	13.6	23~24	9.45	16.0~16.7
	15.75	26.7~27.8		
10.5	24	40.7~42.4	15.75	26.7~27.8
13.8	30.6	52~54.1	20.7	35.1~36.6
15.75	34.5	58.5~61	23.625	40.0~41.7
18	39	66.2~68.9	27	45.8~47.7
20	43	73~76	30	50.9~53.0

注 三峡电厂采用保护额定电压 20kV 发电机的避雷器为 Y₅W25/50.8。

3.3.1 直配发电机雷电过电压保护

直接与架空电力线路连接的水轮发电机的保护方式，应根据发电机容量、雷电活动强弱和供电可靠性的要求确定。水力发电厂直配发电机的容量一般不大于 25MVA。

靠完善的进线保护以及保护发电机的避雷器（无间隙 MOA 或磁吹避雷器）和静电电容器来保护发电机的主绝缘和匝间绝缘，使发电机在雷电侵入波作用下免受损坏。

为防止发电机匝间绝缘的损坏，必须将雷电侵入波的陡度限制在 5kV/μs 以下。发电机一般采用电容器来限制雷电侵入波陡度，对中性点有避雷器保护的发电机，每相应安装 0.25~0.5μF 的电容器。对中性点无法引出或双排并绕绕组的发电机，雷电侵入波陡度须限制在 2kV/μs 以下，每相应安装 1.5~2.0μF 的电容器。保护发电机的避雷器推荐采用无间隙 MOA。

3.3.2 非直配发电机雷电过电压保护

10.5kV 及以下电压等级的发电机组如需向近区供电，

表 4.4-11 变压器中性点绝缘水平 kV

系统标称电压		35	66	110	220	330	500	750
中性点绝缘水平	工频	85	140	95	200	95	140	200
	冲击	185	325	250	400	250	325	400

注 110、220kV 变压器中性点固定接地时，中性点绝缘水平为工频 85kV、冲击 185kV。

表 4.4-12 保护变压器中性点避雷器的型号

系统标称电压(kV)		35	66	110	220	330	500	750
避雷器型号	MOA	Y _{1.5} W54	Y _{1.5} W96	Y _{1.5} W84	Y _{1.5} W150	Y _{1.5} W84	Y _{1.5} W102	Y _{1.5} W150
	磁吹	FCZ-35	FCZ-70	FCZ-70	FCZ-110	FCZ-70	FCZ-110J	FCZ-110

注 中性点绝缘配合系数不小于 1.25。推荐采用无间隙 MOA。

由于断路器非全相运行，变压器中性点过电压很高，将引起中性点避雷器的损坏。可选择棒间隙进行保护，间隙在单相接地短路时的暂态过电压作用下不应动作，而在雷电过电压下应动作，并能保护变压器的中性点绝缘。间隙大小应根据 X₀/X₁ 值的大小确定。棒间隙值可按表 4.4-13 选择。

表 4.4-13 变压器中性点棒间隙值的选定

系统标称电压(kV)	110	220
棒间隙值(mm)	65+25X ₀ /X ₁	150+70X ₀ /X ₁

注 1. 棒间隙公式适用 1≤X₀/X₁≤3。
2. 间隙具体尺寸设计单位不给出，由系统调度单位来整定。

4 绝缘配合

4.1 绝缘配合原则

(1) 按系统中出现的各种过电压和保护装置的特性，来

且容量不大时，可采用经 1：1 变压器供电。

在多雷区，对 3~66kV 电压出线的发电机变压器组，来自变压器高压绕组的雷电侵入波传递至发电机的电磁感应分量已超过发电机的绝缘水平，应在发电机出口装设一组避雷器保护。

发电机与升压变压器之间的母线桥或组合导线无金属屏蔽部分的长度大于 50m，应采取防止感应过电压的措施，在发电机侧每相装设 0.15μF 电容器或避雷器。如按其他要求已装有避雷器，就不再增装。

3.4 中性点雷电过电压保护

3.4.1 发电机中性点雷电过电压保护

直配电机中性点引出未直接接地，应在中性点上装设一只避雷器，其额定电压（灭弧电压）按发电机额定相电压的 1.25 倍选取，推荐值见表 4.4-10。

表 4.4-10 保护发电机中性点的避雷器型号

发电机额定电压 (kV)	3.15	6.3	10.5
无间隙 MOA 额定电压 U _r (kV)	2.4	4.8	8.0
碳化硅磁吹避雷器型号	FCD-2	FCD-4	FCD-6

3.4.2 变压器中性点雷电过电压保护

在运行中有可能不直接接地的变压器中性点，应设置避雷器或棒间隙保护，以防止雷电侵入波对变压器中性点绝缘的危害。

根据表 4.4-11 变压器中性点绝缘水平，选择保护中性点避雷器的型号，见表 4.4-12。

确定设备绝缘水平。在进行绝缘配合时，应全面考虑设备造价、维修费用以及故障损失三个方面，力求取得较高的技术经济效益。不同的电力系统，因结构不同以及处在不同的发展阶段可以有不同的绝缘水平。

(2) 用于操作、雷电过电压绝缘配合时的波形：操作冲击电压波形为 250μs±20%/2500μs±60%（变压器操作冲击电压波形为波头 20~250μs，超过 90%规定峰值的时间≥200μs，从视在原点到第一个过零点的总时间为≥500μs）；雷电全波冲击电压波形为 1.2μs±30%/50μs±20%；雷电截波冲击电压波形为全波冲击电压波形在 2~5μs 时截断，截断的跌落时间为 0.5~0.7μs。

(3) 绝缘子串和空气间隙绝缘配合的公式均按标准气象条件给出。当因海拔高度引起气象条件变化异于标准状态时，应按当地的气象实测数据校正。用于海拔高于 1000m，但不超过 4000m 的电气设备的外绝缘，其试验电压 U_t应按式（4.4-6）计算

$$U_s = K_a U_{s0} = \frac{U_{s0}}{1.1 - H \times 10^{-4}} \quad (4.4-6)$$

式中: U_{s0} 为标准试验电压, kV; H 为设备安装点海拔高程 ($1000\text{m} \leq H \leq 4000\text{m}$), m; K_a 为海拔修正系数。

(4) 在确定电瓷外绝缘泄漏距离时, 应考虑污秽的影响, 污秽分级按 GB/T 16434—1996《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》确定。

(5) 220kV 及以下线路, 其绝缘可按惯用法进行配合; 330kV 及以上线路, 其绝缘可按统计法或简化统计法进行配合。

(6) 发电厂的绝缘配合, 对非自恢复绝缘采用惯用法进行配合; 对自恢复绝缘采用统计法或简化统计法进行配合。

4.2 架空线路段绝缘配合

4.2.1 绝缘子串

架空线路按泄漏比距确定每串绝缘子片数, 同时应按操作过电压进行校验; 线路绝缘子串片数应满足线路耐雷水平的要求。

4.2.2 空气间隙

导线对杆塔空气间隙按风偏后的工频 50% 放电电压选择, 还应按正极性操作冲击电压波 50% 放电电压校验。正极性雷电冲击电压波 50% 放电电压, 可取绝缘子串相应电压的 85%。

4.3 发电厂绝缘配合

4.3.1 绝缘子串

不低于线路耐张绝缘子串片数。发电厂绝缘子串受避雷器保护时, 绝缘子串正极性操作冲击电压波 50% 放电电压和绝缘子串正极性雷电冲击电压波 50% 放电电压应符合 DL/T 5090—1999《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》的要求, 且不得低于隔离开关、支柱绝缘子的相应值。

4.3.2 相对地空气间隙

发电厂相对地空气间隙 (包括不受风偏影响的间隙) 与工频电压、操作过电压配合, 与线路相同。

当空气间隙受避雷器保护时, 其正极性操作冲击电压波 50% 放电电压和正极性雷电冲击电压波 50% 放电电压校验

应符合 DL/T 5090—1999《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》的要求。

4.3.3 相间空气间隙

发电厂 50% 工频放电电压的相间空气间隙为相对地间隙的 1.73 倍; 发电厂 50% 操作冲击放电电压的相间空气间隙为相对地间隙的 1.5 倍; 发电厂雷电过电压的相间空气间隙为相对地间隙的 1.1 倍。

4.3.4 发电厂电气设备绝缘配合

(1) 电气设备绝缘工频耐压。

清洁区发电厂电气设备户外电瓷绝缘按泄漏比距选择, 断路器同极断口间灭弧瓷套的有效泄漏比距不应小于对地泄漏比距的 1.5 倍。

为保证 330~500kV 变压器内绝缘在正常运行工频电压作用下的工作可靠性, 应进行长时间工频耐压试验。变压器耐压值为 1.5 倍系统最高相电压。

发电厂电气设备应能承受一定幅值和时间的工频过电压和谐振过电压。

(2) 电气设备内、外绝缘相对地额定操作冲击耐压与避雷器操作过电压保护水平间的配合系数不应小于 1.15。外绝缘淋雨耐压值可低 5%。

330~500kV 变压器内、外绝缘相间额定操作冲击耐压, 应取其相对地额定操作冲击耐压的 1.5 倍。

330~500kV 断路器同极断口间内绝缘额定操作冲击耐压, 应取其相对地额定操作冲击耐压加反向工频电压峰值。

(3) 发电厂电气设备的全波雷电冲击耐压与保护避雷器标称放电电流下的残压配合系数为 1.4。

10~66kV 避雷器标称放电电流为 5kA, 110~330kV 避雷器标称放电电流为 10kA, 500~750kV 避雷器标称放电电流为 20kA。

220kV 及以下变压器、电流互感器雷电截波冲击耐压与相应设备雷电全波冲击耐压比值不小于 1.1。330kV 及以上变压器、并联电抗器及电流互感器的雷电截波冲击耐压比相应设备雷电全波冲击耐压值高一级。

断路器同极断口间内绝缘及断路器、隔离开关同极断口间外绝缘的雷电全波冲击耐压, 应取相对地保护水平加反向工频电压峰值。



第5章 接 地

1 接地设计标准

1.1 接地分类及要求

接地可分为工作接地、保护接地、防雷接地和防静电接地四类。

1.1.1 工作接地及要求

(1) 有效接地系统中, 自耦变压器和需要接地的电力变压器中性点、线路并联电抗器中性点、接地开关和电压、电流互感器 (GIS 电流互感器除外) 等设备应按照系统要求进行接地。

(2) 不接地系统中, 消弧线圈接地端、接地变压器接地端和绝缘监视电压互感器一次侧中性点需直接接地。

(3) 中性点有效接地的系统, 应装设能迅速自动切除接地短路故障的保护装置。中性点不接地的系统, 应装设能迅速反应接地故障的信号装置, 也可装设延时自动切除接地故障的装置。

1.1.2 保护接地及要求

电力设备下列金属部件, 除另有规定者外, 均应接地或接中性线 (或保护线):

电机、变压器、电抗器、电器、携带式及移动式用电器具等的底座和外壳; SF_6 全封闭组合电器 (GIS) 与大电流封闭母线外壳以及电气设备箱、柜的金属外壳; 电力设备传动装置; 互感器的二次绕组; 配电、控制保护屏 (柜、箱) 及操作台等的金属框架; 屋内、外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构, 以及靠近带电部分的金属围栏和金属门、窗; 交、直流电力电缆桥架、接线盒和终端盒的外壳、电缆的屏蔽层和铠装外皮、穿线钢管等; 装有避雷线的电力线路杆塔; 在非沥青地面的居民区内, 无避雷线非直接接地系统架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土的杆塔; 铠装控制电缆的外皮、非铠装或非金属护套电缆的 1~2 根屏蔽芯线。

电力设备的下列金属部分, 除另有规定者外, 可不接地或不接中性线 (或保护线):

在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内, 交流额定电压 380V 及以下、直流额定电压 220V 及以下的电力设备外壳, 但当维护人员可能同时触及设备外壳和接地体时除外; 在干燥场所, 交流额定电压 127V 及以下、直流额定电压 110V 及以下的电力设备外壳, 但爆炸危险场所除外; 安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电气测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳, 以及当发生绝缘损坏时, 在支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等; 安装在已接地的金属架构上的设备 (应保证电气接触良好), 如套管等; 标称电压 220V 及以下的蓄电池室内的支架; 已与接地的底座之间有可靠电气接触的电动机和电器的外壳。

1.1.3 防雷接地及要求

所有避雷针、避雷线的构架, 微波塔均应设置集中接地装置; 避雷器引下线宜设置集中接地体, 其接地线应以最短的距离与接地装置连接; 独立避雷针 (线) 应设独立的集中接地装置, 避雷针 (线) 到被保护设施的空气中距离和地中距离还应符合防止避雷针 (线) 对被保护设备反击的要求;

独立避雷针 (线) 不应设在人经常通行的地方, 避雷针 (线) 及其接地装置与道路或入口等的距离不宜小于 3m, 否则应采取均压措施, 铺设砾石或沥青地面等。

1.1.4 防静电接地及要求

为防止静电产生火花, 对储油罐、输油管和易燃、易爆物体的金属外壳需进行多点接地。

1.2 低压供电接地

1.2.1 低压供电方式

低压供电系统的接线有三种型式: 三相三线制, 见图 4.5-1 (a); 三相四线制, 见图 4.5-1 (b); 三相五线制, 见图 4.5-1 (c)。

水力发电厂内低压供电系统仅采用三相三线制和三相四线制, 而不采用三相五线制, 因为整个接地装置就是保护线。所有设备的保护接地采用接地保护方式, 当电厂向外供低压电时 (用户已在电厂接地装置系统以外), 可采用三相四线制或三相五线制。

当电厂内需要供三相电源时采用三相三线制。但给桥机供三相电源时, 桥机上滑动部分内低压设备的接地是通过保护线接地, 保护线从就地的接地装置引出。保护线在正常运行时是不流过电流的。需要供单相电源时, 采用三相四线制, 第四根线为中性线, 中性线正常运行时要流过电流。

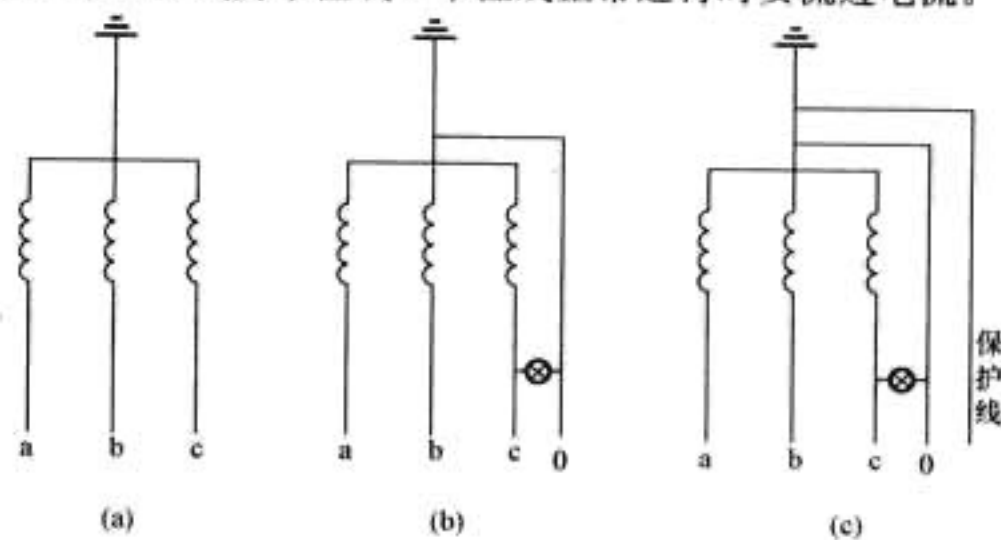


图 4.5-1 低压供电系统接线方式

(a) 三相三线制; (b) 三相四线制; (c) 三相五线制

1.2.2 低压设备的接地要求

由于水力发电厂是采用同一个接地系统, 对电厂内中性点直接接地的低压系统, 电力设备的外壳和机座应采用接地保护, 不需要进行短路验算。

在低压电力系统中, 全部采用接地保护时, 应装设能自动切除接地故障的继电保护装置。

对水电站内没有接地装置的地方, 少量分散的用电设备宜采用接中性线保护; 在接中性线保护确有困难且土壤电阻率较低的地方, 可采用直接埋设接地体进行接地保护。

由同一台发电机、变压器或同一段母线供电的低压线路, 不宜采用接中性线和接地两种保护方式。为了防止触电危险, 严禁利用大地作相线或中性线。

1.3 接地电阻要求

各种接地装置的接地电阻值见表 4.5-1。

表 4.5-1 各种接地装置接地电阻要求值

接地装置		一般土壤电阻率地区 接地电阻要求值(Ω)	高土壤电阻率地区 接地电阻要求值(Ω)		备 注		
大接地短路 电流系统		$R = \frac{2000}{I}$	一般 $U=RI \leq 5000V$; 应满足接触、跨步电位差; 应采取电位隔离措施		$I = (I_{\max} - I_z)(1 - K_{fl})$ 或 $I = I_z(1 - K_E)$ I_{\max} 为最大接地短路电流, A I_z 为流入变压器中性点电流, A K_{fl} 、 K_E 分别为地网内、外短路时, 避雷 线的分流系数		
小接地短路 电流系统	高、低压共 有接地装置	$R = \frac{120}{I}, \leq 4\Omega$	—		I 为计算用的接地故障电流, A 装有消弧线圈的接地装置, 计算电流为同 一接地装置中同一电力网各消弧线圈额定电 流总和的 1.25 倍 未装有消弧线圈的接地装置, 计算电流为 电力网中开断最大一台消弧线圈的最大残流 值, 但 $\geq 30A$		
	仅高压用 接地装置	$R = \frac{250}{I}, \leq 10\Omega$	$\leq 15\Omega$				
低电压系统		$\leq 4\Omega$	—				
独立避雷针		$\leq 10\Omega$	可与主接地网连接		与主接地网连接点至 35kV 及以下设备与主 接地网的连接点, 沿接地体的长度不得小 于 15m		
杆塔接地装置		土壤电阻率 (Ωm)	100 及以下	100 以上~500	500 以上~1000	1000 以上~2000	2000 以上
		工频接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30
		当土壤电阻率很高, 达不到 30Ω 时, 可用两根水平接地体与最近电站的地网相连					

对大接地短路电流系统, 当高土壤电阻率地区水电站接地装置的接地电阻不满足表 4.5-1 的要求时, 应验算接触电位差和跨步电位差; 考虑短路时电流非周期分量的影响, 要求 3~10kV 阀型避雷器不应动作; 特别是对可能将接地装置的高电位引向厂外或将低电位引向厂内的设施, 应采取隔离措施。

2 接地电阻计算

2.1 工频接地电阻计算

2.1.1 均匀土壤电阻率地区

均匀土壤电阻率地区, 人工接地体的接地电阻可按下面的公式进行计算。

(1) 图 4.5-2 所示垂直接地体的接地电阻 R 可按式 (4.5-1) 计算

当 $L \gg d$ 时, $R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{L^2}{d} - 0.31 \right)$ (4.5-1)

式中: ρ 为土壤电阻率, Ωm; L 为垂直接地体的长度, m; d 为垂直接地体的等效直径, m。对于扁钢 $d = b/2$ (b 为扁钢宽度); 对于角钢 $d = 0.71 \sqrt{b_1 b_2}$ ($b_1^2 + b_2^2$), (b_1 、 b_2 为角钢边长); 对于等边角钢 $d = 0.84b$ 。

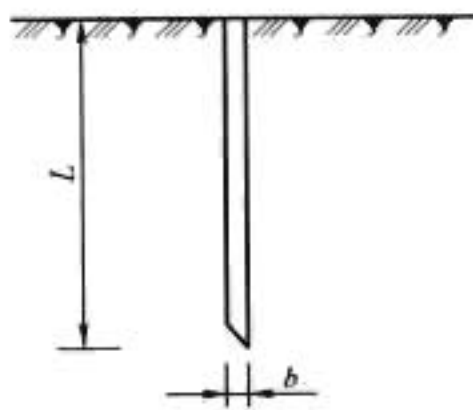


图 4.5-2 垂直接地体

(2) 不同形状水平接地体的接地电阻 R 可用式 (4.5-2) 计算

$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{L^2}{hd} + A \right)$ (4.5-2)

式中: L 为水平接地体的总长度, m; h 为水平接地体的埋设深度, m; d 为水平接地体的直径或等效直径, m; A 为水平接地体的形状系数。

水平接地体的形状系数可采用表 4.5-2 所列数值。

表 4.5-2 水平接地体的形状系数 A

形 状				
A	5.65	3.03	1.00	0.89
形 状				
A	0.48	0.00	-0.18	-0.60

(3) 以水平接地体为主, 且边缘闭合的复合接地体, 其接地电阻可按式 (4.5-3) 计算

$$R = \left(0.22 - 0.007 \frac{L_1}{L_2} \right) \frac{\rho}{\sqrt{L_1 L_2}} (1 + B) + \left. \begin{aligned} &\frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{L_1 L_2}{9hd} - 5B \right) \\ &B = \frac{1}{1 + 4.6 h / \sqrt{L_1 L_2}} \end{aligned} \right\} \quad (4.5-3)$$

式中: L_1 、 L_2 分别为接地网水平投影长度、宽度, m; L 为接地体的总长度, 包括垂直接地体在内, m; d 为水平接地体的直径或等效直径, m; h 为水平接地体的埋设深度, m。

(4) 人工接地体工频接地电阻还可以按表 4.5-3 所列公式估算:

表 4.5-3 接地电阻估算公式

接地体型式	估算公式	备 注
垂直式	$R \approx 0.3\rho$	长度 3m 左右的接地体
单根水平式	$R \approx 0.03\rho$	长度 60m 左右的接地体
复合式 接地网	$R \approx 0.5\rho / \sqrt{S}$ 或 $R \approx \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$	S 为大于 100m ² 的闭合接地网的面积 r 为与接地网面积 S 等值的圆的半径, 即等值圆半径, m L 为接地体的总长度, m

2.1.2 非均匀土壤电阻率地区

非均匀土壤电阻率地区，人工接地体的接地电阻可按下面的公式进行计算。

(1) 土壤具有图 4.5-3 所示的两个剖面结构，水平接地网的接地电阻 R 可按式 (4.5-4) 计算

$$R = \frac{\rho_1 \rho_2}{\rho_1 \sqrt{2S_2} + \rho_2 \sqrt{2S_1}} \quad (4.5-4)$$

式中： S_1 、 S_2 为分别覆盖在 ρ_1 、 ρ_2 电阻率上的接地网面积， m^2 。

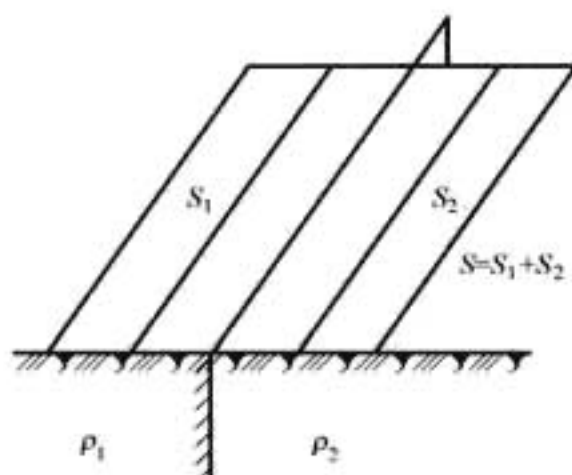


图 4.5-3 两种土壤电阻率的接地网

(2) 土壤具有两层结构如图 4.5-4，水平接地网的接地电阻 R 可按式 (4.5-5) 计算

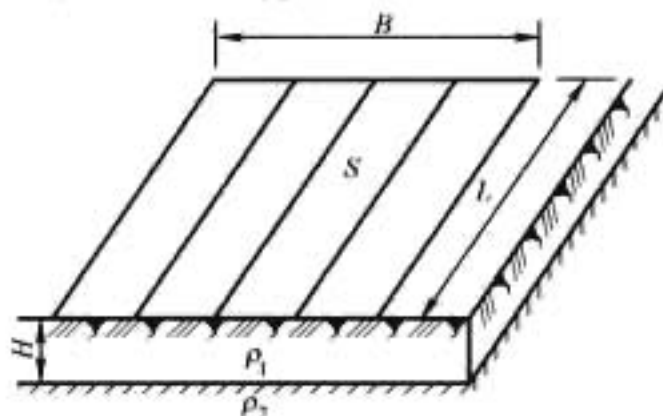


图 4.5-4 两层土壤电阻率的接地网

$$R = 0.5 \frac{K(\rho_2 - \rho_1) + \rho_1}{\sqrt{S}} \quad (4.5-5)$$

式中： ρ_1 、 ρ_2 分别为上、下层土壤电阻率， Ωm ； K 为系数（可查 DL/T 5091—1999《水力发电厂接地设计技术导则》）。

(3) 水下接地网的接地电阻可按式 (4.5-6) 计算

$$R = K_s \rho_s / 40 \quad (4.5-6)$$

式中： ρ_s 为水电阻率， Ωm ； K_s 为电阻系数（可查 DL/T 5091—1999《水力发电厂接地设计技术导则》）。

(4) 两层电阻率土壤深埋接地体（见图 4.5-5），接地电阻可按式 (4.5-7) 计算

$$R = \frac{\rho_a}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{d} \right) + C \quad (4.5-7)$$

$$L < H, \rho_a = \rho_1$$

$$L > H, \rho_a = \frac{\rho_1 \rho_2}{\frac{H}{L}(\rho_2 - \rho_1) + \rho_1}$$

$$C = \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \right)^n \ln \frac{2nH + L}{2(n-1)H + L}$$

式中各参数含义如图 4.5-5 所示。

2.1.3 大型接地网有效利用率

当接地网面积很大时，地网将不是等电位。计算接地网接地电阻时，应考虑地网的有效利用率，可按式 (4.5-8) 计算

$$R = \eta \frac{0.5\rho}{\sqrt{S}} \quad (4.5-8)$$

式中： η 为大型地网工频有效利用系数（可查 DL/T 5091—1999《水力发电厂接地设计技术导则》）。

2.2 冲击接地电阻计算

(1) 计算防雷接地装置所采用的土壤电阻率，应取雷季中最大可能的数值，一般按式 (4.5-9) 计算

$$\rho = \rho_0 \psi \quad (4.5-9)$$

式中： ρ 为土壤电阻率， Ωm ； ρ_0 为雷季中无雨水时所测得的土壤电阻率， Ωm ； ψ 为考虑土壤干燥所取的季节系数。季节系数见表 4.5-4。

表 4.5-4 防雷接地土壤电阻率的季节系数

季节系数 接地体埋设 深度(m)	接地体 类型	水平接地体	2~3m 垂直接地体
0.5		1.4~1.8	1.2~1.4
0.8~1.0		1.25~1.45	1.15~1.30
2.5~3.0		1.0~1.1	1.0~1.1

注 测定土壤电阻率时，如土壤比较干燥，则应采用表中的较小值；如比较潮湿，则采用较大值。

(2) 单独接地体的冲击接地电阻 R_{ch} 可按式 (4.5-10) 计算

$$R_{ch} = \alpha R \quad (4.5-10)$$

式中： R 为单独接地体的工频接地电阻， Ω ； α 为单独接地体的冲击系数。

接地体的冲击系数与单独接地体的形状、尺寸、冲击电流值以及土壤电阻率有关，各种形式人工接地体和线路自然接地体在 $\rho \leq 2000\Omega\text{m}$ 下，其冲击系数可按式 (4.5-11) 计算

$$\alpha = \frac{1}{\alpha_i + b_i (I_i \rho)^{m_i} / L^p} \quad (4.5-11)$$

式中： α 为冲击系数； I_i 为通过接地体的雷电冲击电流值， kA ； ρ 为土壤电阻率， $\text{k}\Omega\text{m}$ ； L 为垂直接地体布置的长度、水平带形接地体的长度、水平环形接地体布置的直径以及各种杆塔自然接地体的长度， m ； α_i 、 b_i 、 m_i 、 p 为系数，列于表 4.5-5。

杆塔自然接地体的效果，仅在 $\rho \leq 300\Omega\text{m}$ 才加以考虑，其冲击系数可按式 (4.5-12) 计算

$$\alpha = \frac{1}{\alpha_i + b_i I_i^{m_i}} \quad (4.5-12)$$

表 4.5-5 用于冲击系数计算的常数

接地体型式	α_i	b_i	m_i	p
人工 接地 体				
垂直接地体	1.35	1.35	0.8	1.2
水平带形接地体	1.35	3.3	0.8	1.2
水平环形接地体	1.35	3.3	0.8	1.2
杆塔 自然 接地 体				
钢筋混凝土杆	1.35	0.053	1.5	0
钢筋混凝土桩	1.35	0.053	1.5	0
钢筋混凝土基础(一个塔脚)	1.35	0.038	1.5	0
拉线盘(带拉线棒)	1.35	0.038	1.5	0
铁塔的基础(一个塔脚)	1.35	0.053	1.5	0

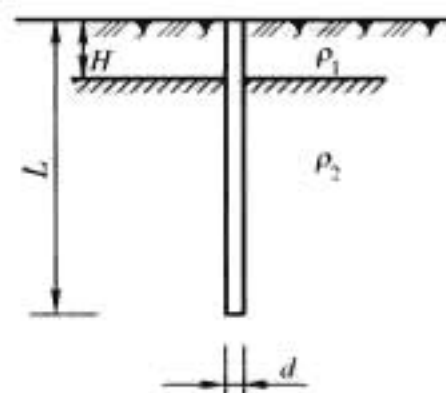


图 4.5-5 深埋接地体示意图

(3) 当接地装置由很多水平接地体或垂直接地体组成时,为减少相邻接地体的屏蔽作用,垂直接地体的间距不应小于其长度的两倍;水平接地体的间距可根据具体情况确定,但不得小于5m。

由 n 根等长水平放射形接地体组成的接地装置,其冲击接地电阻可按式(4.5-13)计算

$$R_{ch} = \frac{R'_{ch}}{n\eta_{ch}} \tag{4.5-13}$$

式中: R'_{ch} 为每根水平放射形接地体的冲击接地电阻, Ω ; η_{ch} 为考虑改接地体间相互影响的冲击利用系数,见表4.5-6。

表 4.5-6 接地体的冲击利用系数 η_{ch}

接地体型式	接地导体的根数	冲击利用系数	备 注
n 根水平射线(每根长 10~80m)	2	0.83~1.00	较小值用于较短的射线
	3	0.75~0.90	
	4~6	0.65~0.80	
以水平接地体连接的垂直接地体	2	0.80~0.85	$d/L=2\sim3$, d 为垂直接地体间距; L 为垂直接地体长度,较小值用于 $d/L=2$ 时
	3	0.70~0.80	
	4	0.70~0.75	
	6	0.65~0.70	

(4) 由水平接地体连接的 n 根垂直接地体的冲击接地电阻 R_{ech} 可按式(4.5-14)计算

$$R_{ech} = \frac{\frac{R'_{ech}}{n} R_{pch}}{\left(\frac{R'_{ech}}{n} + R_{pch}\right) \eta_{ch}} \tag{4.5-14}$$

式中: R'_{ech} 为每根垂直接地体的冲击接地电阻, Ω ; R_{pch} 为水平接地体的冲击接地电阻, Ω 。

(5) 大型水平接地网的冲击接地电阻,可按式(4.5-15)计算

$$\begin{aligned} \text{对长形网孔的地网} \quad R_{ech} &= 0.6\sqrt{\rho} \\ \text{对方形网孔的地网} \quad R_{ech} &= 0.2\sqrt{\rho} \end{aligned} \tag{4.5-15}$$

3 均压网设计

3.1 均压网设计一般要求

高压配电装置应设置均压网,均压网的外缘应闭合,外缘各角应制成圆弧形,圆弧的半径不宜小于均压带间距的一半,接地网内应敷设水平均压带,埋设深度宜采用0.6~0.8m。

均压网的设计应以网内的接触电位差符合规程的规定值作为设计的安全标准。可采用网孔等电位的不等间距布置或网孔不等电位的等间距布置,前者通过优化布置均压带可节省金属材料 and 工程量。

对局部特别危险的区域,如接触电位差或跨步电位差超过了规定值,可采用局部增设水平均压带或铺设砾石、沥青等高电阻率的地面层。路面结构层的最小厚度和电阻率见表4.5-7和表4.5-8。

表 4.5-9 均压网不等间距布置网孔边长占地网边长百分比

网孔序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
网孔数	网孔边长所占百分比(%)									
3	27.5	45.00								
4	17.5	32.5								
5	12.5	23.33	28.33							
6	8.75	17.5	23.75							
7	7.14	13.57	18.57	21.43						

表 4.5-7 高电阻率路面结构层的最小厚度

结构材料名称	结构层最小厚度(cm)	建议结构层最小厚度(cm)
沥青(渣油)碎石	4	8
沥青(渣油)表面处理	1~1.5	2~5
碎石(砾石)及其他粒料	6~8	15~20

表 4.5-8 高电阻率路面结构层的电气参数

路面材料名称	潮湿状态电阻率(Ωm)
砾石	11 670
碎石	5830
卵石	5000
沥青路面	>46 600
块石混凝土地面	1000

接地网边缘经常有人出入的通道处,应根据情况铺设砾石、沥青路面或在地下装设两条不同埋深与接地网相连的“帽檐式”均压带。

当采用等间距布置方孔均压网时,边角网孔处接触电位差最大,宜采用辅助均压带沿地网对角线方向将边角网孔对角相连,以降低该处的最大接触、跨步电位差。

3.2 接触、跨步电位差允许值

3.2.1 大接地短路电流系统,接触、跨步电位差允许值

在大接地短路电流系统中,当电网发生单相接地或同点两相接地故障时,产生的接触电位差和跨步电位差值不应超过式(4.5-16)和式(4.5-17)的计算值

$$E_j = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \tag{4.5-16}$$

$$E_k = \frac{174 + 0.7\rho_b}{\sqrt{t}} \tag{4.5-17}$$

式中: E_j 为接触电位差允许值, V; E_k 为跨步电位差允许值, V; ρ_b 为人脚站立处地表面的土壤电阻率, Ωm ; t 为接地短路故障的持续时间, s。对 110kV 和 220kV 可取 $t=0.6s$, 对 330kV 和 500kV 可取 $t=0.4s$ 。

3.2.2 小接地短路电流系统,接触、跨步电位差允许值

在小接地短路电流系统中,当电网发生单相接地故障时,由于系统通常不立即迅速切除故障,此时发电厂电力设备接地装置的接触电位差和跨步电位差允许值较低,不应超过式(4.5-18)和式(4.5-19)的计算值

$$E_j = 50 + 0.05\rho_b \tag{4.5-18}$$

$$E_k = 50 + 0.2\rho_b \tag{4.5-19}$$

3.3 接触、跨步电位差计算

均压网布置有均压带等间距布置和不等间距布置两种。采用不等间距布置的目的是通过优化布置使各网孔接触电位差大体相等,其均压带布置为从地网边缘至中部的间距逐渐增大,可按表4.5-9进行排列。

续表

网孔序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
网孔数	网孔边长所占百分比(%)									
8	5.50	10.83	15.67	18.00						
9	4.50	8.94	12.83	15.33	16.78					
10	3.75	7.50	11.08	13.08	14.58					
11	3.18	6.36	9.54	11.36	12.73	13.46				
12	2.75	5.42	8.17	10.00	11.33	12.33				
13	2.38	4.69	6.77	8.92	10.23	11.15	11.69			
14	2.00	3.86	6.00	7.86	9.28	10.24	10.76			
15	1.56	3.62	5.35	6.82	8.07	9.12	10.01	10.77		
16	1.46	3.27	4.82	6.14	7.28	8.24	9.07	9.77		
17	1.38	2.97	4.35	5.54	6.57	7.47	8.24	8.90	9.47	
18	1.14	2.58	3.86	4.95	5.91	6.76	7.50	8.15	8.71	
19	1.05	2.32	3.47	4.53	5.47	6.26	6.95	7.53	8.11	8.63
20	0.95	2.15	3.20	4.15	5.00	5.75	6.40	7.00	7.50	7.90

3.3.1 接触电位差计算

在发生接地短路时，接地网地表面的最大接触电位差，即网孔中心对接地网接地体的最大接触电位差 E_{jm} 可按式 (4.5-20) 计算

$$E_{jm} = K_j E_w \tag{4.5-20}$$

式中： K_j 为接触系数； E_w 为接地装置的电位。

根据均压带布置的方式，确定接触系数。

3.3.2 跨步电位差计算

在发生接地短路时，接地网外的地表面的最大跨步电位差 E_{km} 可按式 (4.5-21) 计算

$$E_{km} = K_k E_w \tag{4.5-21}$$

式中： K_k 为跨步系数。

根据均压带布置的方式，确定跨步系数。

3.4 接地装置电位和入地电流计算

3.4.1 接地装置电位计算

在发生接地故障时，接地装置的电位可按式 (4.5-25) 计算

$$E_w = IR \tag{4.5-22}$$

式中： E_w 为接地装置的电位，V； I 为计算用入地短路电流，A； R 为接地装置（包括人工接地网及与其连接的所有其他自然接地体）的接地电阻， Ω 。

3.4.2 入地电流计算

流经接地装置的入地短路电流的计算，分为接地装置内短路和接地装置外短路两种情况计算。

(1) 当在厂、所接地装置内发生单相接地短路时，流经接地装置的入地短路电流 I 可按式 (4.5-23) 计算

$$I = (I_{max} - I_z)(1 - K_{f1}) \tag{4.5-23}$$

式中： I_{max} 为系统最大运行方式下最大单相短路电流，A； I_z 为发生最大单相短路电流时，流经发电厂或变电所中接地变压器中性点的电流，A； K_{f1} 为当接地网内短路时，避雷线的工频分流系数。

(2) 当在厂、所接地装置外发生单相接地短路时，地中流入接地装置的短路电流 I 可按式 (4.5-24) 计算

$$I = I_z(1 - K_{f2}) \tag{4.5-24}$$

式中： K_{f2} 为当接地网外短路时，避雷线的工频分流系数。

接地装置的入地短路电流 I 取式 (4.5-23) 和式 (4.5-24) 中较大的电流值。

3.5 接地装置工频暂态电压的反击

在高土壤电阻率地区，当接地电阻不满足表 4.5-1 一般土壤电阻率地区要求时，除验算接触电位差、跨步电位差及采取隔离措施外，应考虑短路电流非周期分量的影响，要求 3~10kV 阀型避雷器不得动作。

电厂中所有 3~10kV 系统阀型避雷器在暂态电压作用下不应动作，因而要求全厂地网工频接地电阻值为

$$R_w \leq \frac{U_{gf} - U_{xg}}{1.8I} \tag{4.5-25}$$

式中： U_{gf} 为 3~10kV 阀型避雷器工频放电电压下限值，kV； U_{xg} 为电网标称相电压值，kV； I 为计算用的入地短路电流值，kA。

3~10kV 阀型避雷器工频放电电压下限和允许的全厂接地装置接地电阻值列于表 4.5-10。

表 4.5-10 不同入地短路电流值 (kA) 时，允许全厂接地装置接地电阻值 Ω

系统标称电压 (kV)	碳化硅阀型避雷器 FZ		无间隙金属氧化物避雷器 YW	
	工放下限 (kV)	接地电阻值	耐受电压 (kV)	接地电阻值
3	9	$R \leq 3.85/I$	6.25	$R \leq 2.32/I$
6	16	$R \leq 6.58/I$	12.50	$R \leq 4.64/I$
10	26	$R \leq 10.6/I$	21.25	$R \leq 7.95/I$

注 无间隙金属氧化物避雷器 1s 耐受电压为 $1.25U_{tr}$ 。

4 接地装置

4.1 接地装置一般要求

4.1.1 接地系统

水电厂接地装置通常包括枢纽内的水工建筑物、通航建筑物、电厂厂房和开关站等处的自然接地体和人工接地体。各个自然接地体形成的接地网和人工接地网之间应至少用两根接地干线连接，以构成全厂的接地系统。

接地干线间宜相距一定距离，以免相互屏蔽，同时可保

证地网间互连的可靠性。干线截面应为不小于 50mm×5mm 的扁钢或直径为 18mm 的圆钢。

4.1.2 接地体

水电厂宜充分利用下述自然接地体并设置人工接地装置：

(1) 与水或潮湿土壤相接触的水工建筑物的钢筋混凝土表层钢筋，如厂房机组蜗壳、大坝、护坦、水下挡水墙、进水口、引水隧洞、导流洞、船闸闸室底板、输水管道等处迎水面层钢筋网和潮湿的廊道的钢筋网。

仅用以降低接地电阻、增加散流面积的自然接地体和人工接地网的地网网孔，以不多于 16 至 32 个为宜，并应尽量利用和扩大水下自然接地体与接地网的占地面积。用作接地线的混凝土内钢筋的连接应可靠焊接。预应力钢筋混凝土构件中的钢筋不宜用作自然接地体。

(2) 压力钢管、尾水锥管、尾水管金属里衬、各种闸门、拦污栅等金属结构，施工建筑物用的金属板桩，钢筋笼埋设地中的供水钢管。

(3) 高压配电装置的场地应设置人工均压接地装置，一般采用以水平接地体为主的人工均压接地网。接地体可采用扁钢或圆钢。考虑到屏蔽效应，伸长垂直接地体对大面积接地网工频电流散流作用不大，只有在小面积接地网的外缘甚至外侧加装伸长垂直接地体才有一定作用。垂直接地体的长度宜为 2.5~3.0m，埋设深度宜为 0.6m。垂直接地体多用在防雷接地装置中，对泄放雷电流的进出线构架、避雷针(线)架构和避雷器的接地引下线处，均应设置人工集中接地体。垂直接地体可采用角钢、圆钢或钢管。

(4) 电厂中变压器至开关站的高压架空线进线段的杆塔应设置人工接地装置，人工接地体埋设深度不宜小于 0.6~0.8m。高土壤电阻率地区，宜采用水平放射形接地体，接地体埋设深度不宜小于 0.5m。放射形接地体每根的最大长度，应根据土壤电阻率确定。

4.1.3 接地线

交流电力设备接地所利用的金属构件、钢筋混凝土构件的钢筋、穿线的钢管和电缆的铅、铝外皮等接地线，应符合下列要求：① 应保证其全长有可靠的电气连接；② 利用串联的金属构件作为接地线时，金属构件之间应以截面不小于 160mm² 的钢材焊连。

满足上述要求时，可不另设接地线。但易燃、易爆危险场所应按专用规定执行。不得使用蛇皮管、保温管的金属网或外皮以及低压照明网络的导线铅皮作接地线。在电力设备需要接地的房间内，这些金属外皮应可靠接地，并应保证沿其全长为完好的电气通路，接地线应与金属外皮用螺栓连接或低温焊接。

接地线应防止发生机械损伤和化学腐蚀。在与公路、铁路或化学管道等交叉的地方，以及有可能发生机械损伤的地方，对接地线应采取保护措施。

在同时符合下列各条件时，照明线路的中性线可兼作由另一线路供电的电力设备的接地线：① 线路均由在同一接地网接地的变压器供电；② 中性线的导体截面符合要求；③ 线路供电时，中性线不可能断开。

中性线上不应装设开关或熔断器，单相开关应装在相线上。接地线不应兼作其他用途。

4.1.4 接地线连接

接地线连接处应焊接。如采用搭接焊，其搭接长度应不小于扁钢宽度的 2 倍、圆钢直径的 6 倍。架空中性线的连接，可采用与相线相同的方法。潮湿或有腐蚀性蒸气的

房间内，接地装置的所有连接处应焊接，焊接处应作防腐处理。

接地线之间的连接宜采用焊接；接地线与电力设备的连接可用螺栓连接或焊接。

直接接地或经消弧线圈接地的主变压器和发电机的中性点与接地体或接地干线连接时，应采用单独的接地线。电力设备每个接地部分应以单独的接地线与接地干线相连接，严禁在一个接地线中串接几个需要接地的部分。

跨土建结构伸缩缝的接地线，在分缝处应作过缝伸缩处理，以免温度应力或不均匀沉降将接地线拉断。通常的过缝处理为将接地线在分缝处弯曲，并在接地线弯曲部分表面包上一层油纸、第二层包麻、第三层涂沥青，或弯曲接地线套入钢管内，钢管内端部封口。

4.2 接地导体截面选择及计算

钢接地线的截面应符合载流量及短路时自动切除故障段时间内热稳定与均压的要求，且不应小于表 4.5-11 所列规格。

表 4.5-11 钢接地体和接地线的最小规格

种 类	规 格	地 上		地 下
		屋 内	屋 外	
圆 钢	直径(mm)	8	10	12
扁 钢	截面(mm ²)	75	100	120
	厚 度(mm)	3	4	4
角 钢	厚度(mm)	2.5	3	4
钢 管	管壁厚度(mm)	2.5	3	4

低压电力设备的铜或铝接地线截面应不小于表 4.5-12 所列数值。

表 4.5-12 低压电力设备的铜或铝
接地线的最小截面

种 类	mm	
	铜	铝
明敷裸导体	4	6
绝缘导线	1.5	2.5
电缆的接地芯线、与相线包在同一保护外壳内的多芯导线的接地芯线	1.0	1.5

大接地短路电流系统中，设备接地引下线截面一般按水电厂第一台机组投产后 10~15 年、最大运行方式下的接地短路电流进行热稳定校验。短路电流持续时间按保护故障持续时间考虑：对于 110~220kV 出线的发电厂、变电所，短路电流持续时间为第一级后备保护动作持续时间 0.6s；330~750kV 短路电流持续时间为断路器失灵保护持续时间 0.4s。此时钢接地线的短时温度不应超过 400℃，铜接地线的短时温度不应超过 450℃。如短路电流持续时间按更长时间考虑，则所用的接地线短时温度应允许达到 600℃ 或更高，但不得高于材料熔断温度。利用混凝土中的钢筋作接地引下线时，为避免高温破坏混凝土与钢筋间的结合力，钢筋的最大允许温升不得超过 100℃。地中接地体的截面不得小于设备接地引下线截面的 70%。

小接地短路电流系统中，接地线截面一般按水电厂第一台机组投产后 10~15 年、接地线流过的单相接地故障电流进行热稳定校验，其长时间温度不应超过：敷设在地上的接地线温度≤150℃；敷设在地下的接地线温度≤100℃。如按

70℃的允许载流量曲线选定接地线的截面，则所用电流对敷设在地上的接地线，应采用流过接地线的计算用单相接地故障电流的60%；对敷设在地下的接地线，应采用流过接地线的计算用单相接地故障电流的75%。在一般情况下，还应校验（除发电机电压系统）发生两相异点短路时接地线的热稳定。

中性点直接接地的低压电力设备，为保证自动切除线路故障段，其接地线和中性线应保证在导电部分与被接地部分或中性线之间发生短路时，电力网任一点的短路电流不应小于最近处熔断器熔体额定电流的4倍，或不应小于自动开关瞬时或短延时动作电流的1.5倍，接地线和中性线在短路电流作用下不应熔断。爆炸危险场所需按专用规定。为使线路自动切除故障段，接地线及用作接地线的设施的电导不小于本线路中最大相线电导的1/2，但如能符合短路电流值和热稳定条件的要求，电导亦可小于相线电导的1/2。

中性点直接接地的低压电力设备，接地线截面不应大于下列数值：

钢	800mm ²
铝	70mm ²
铜	50mm ²

中性点接地的低压电力设备，专用接地线或中性线宜与相线一起敷设。钢、铝、铜接地线的等效截面见表4.5-13。

表 4.5-13 钢、铝、铜接地线的等效截面

钢(mm×mm)	铝(mm ²)	铜(mm ²)
15×2	—	1.3~2
15×3	6	3
20×4	8	5
30×4 或 40×3	16	8
40×4	25	12.5
60×5	35	17.5~25
80×8	50	35
100×8	70	47.5~50

在中性点直接接地的低压电力网中，相线与中性线之间的短路电流可按式（4.5-26）确定

$$I = \frac{U_{ex}}{Z_d + Z_b} \tag{4.5-26}$$

式中：I为短路电流，A；U_{ex}为电力网标称相电压，V；Z_d为相线与中性线回路的总阻抗，Ω；Z_b为变压器正序、负序和零序阻抗的算术平均值，Ω。

对架空线路，铜、铝导线回路的电抗可按0.6Ω/km计算，钢导线的电阻及内电抗应根据电流的数值确定，此电流应采用线路始端熔断器熔体额定电流的4倍，或线路始端自动开关瞬时或短延时动作电流的1.5倍。外电抗可按0.6Ω/km计算。在较长的钢导线架空线路上，容量大于500kVA的变压器，Z_b可忽略不计。

当按式（4.5-26）计算的短路电流不符合要求时，应装设能自动切除接地故障的保护装置。

根据热稳定条件，不同材料接地线的最小截面应按式（4.5-27）进行计算

$$S_{jd} = \frac{I_{jd}}{C} \sqrt{t_d} \tag{4.5-27}$$

式中：S_{jd}为接地线的最小截面，mm²；I_{jd}为流过接地线的短路电流稳态值，A；t_d为短路的等效持续时间，s；C为接

地线材料的热稳定系数，根据材料的种类、性能及最高允许温度和短路前接地线的初始温度确定，接地线初始温度宜取40℃时，可按表4.5-14所列数值计算。

表 4.5-14 校验接地线热稳定用的 I_{jd}、t_d及 C 值

参数	大接地短路电流系统中的接地线	中性点直接接地的低压电力网的接地线和中性线	各种电力网中用的携带式接地线
I _{jd}	单相接地、两相接地短路时，流过接地线的短路电流	导电部分与被接地部分或中性线间发生短路时，流过接地线的短路电流	发生各种类型短路时，流过接地线的短路电流
t _d	相当于继电保护发生一重故障后，保护动作的等效持续时间	相当于继电保护主保护动作的等效持续时间	相当于继电保护主保护动作的等效持续时间。宜按电力网中，各设备继电保护主保护的最大整定时间确定
C	钢	70	90(61)
	铝	120	155(100)
	铜	210	270(180)
			(250)

注 括号中的数值用于架空接地线和中性线。

携带式接地线应采用裸铜软绞线，其截面应符合短路时热稳定的要求，短时温度不应超过730℃，且截面不宜小于25mm²。

在选择接地线截面时，还应考虑接地体在土壤中会受到腐蚀。接地体的最小截面应包括接地线在规定使用年限内受到腐蚀而需增加的截面。

4.3 接地体防腐和标志

4.3.1 接地体防腐要求

接地体的腐蚀速度与该接地体所处地区土质、气候和周围环境等诸多因素有关。设计应根据当地实际情况确定，如没有当地土壤中接地体腐蚀速度的数据，可根据同类土壤腐蚀性地区的运行经验确定。一般扁钢的腐蚀速度为圆钢腐蚀速度的1/3以下。当接地体腐蚀速度较大时，宜采取防腐措施，如热镀锌或镀锡。如无防腐措施需增加接地体截面。

在有腐蚀蒸气或气体的房间内，接地体应有防腐措施。混凝土中的接地体，可不考虑腐蚀。接地体的计算工作寿命，不宜低于30年。在腐蚀严重的地区，接地体可因地制宜地选择抗腐蚀性能较好的材料。

4.3.2 接地标志

明敷接地线的表面均应涂绿、黄相间漆；如因建筑要求，需涂其他颜色，则应在连接处及分支处涂两条间距为150mm的紫带。在三相四线制的电网中，如接有单相分支线并用其中性线作接地时，中性线在分支点应涂紫带。凡接地线引进建筑物的入口处，应设有标志。

4.4 接地电阻测量

新建水力发电厂在投运前应进行全厂接地装置接地电阻测量和接地均压网接触电位差及跨步电位差测量。

对全厂接地装置接地电阻测量时应注意：

- (1) 水电站接地电阻测量时，应将所有出线门架避雷线

的绝缘子间隙打开或将避雷线断开,避免电站接地系统连上架空出线的接地系统一起测量。应当指出,带线路接地系统的测量是极不正确的,测出的接地电阻并不是本电站的。

(2) 尽量采用电流电压表(或变频测量仪)任意夹角法进行测量,应避免电压线与电流线的互感给测量带来几倍或十几倍的误差。

(3) 直线法指接地网测量点、电流极、电压极在一条直

线上,并非指引线。电压线、电流线应避免近距离平行,以尽量减小互感。水电站一般不采用直线法。

(4) 采用电源倒相法进行测量,以消除外界(包括地中)对测量系统的电磁干扰。若采用变频测量仪进行测量,其本身就可避免外界的干扰。

(5) 测量出的接地电阻值应对不同的电极布置按公式进行修正。



第 5 篇 水电站自动控制 综合系统与装置

主编单位：中国水利水电科学研究院

中国电器科学研究院

长江勘测规划设计研究院

东方电机控制设备有限公司

主 编：王德宽 秦汉军 罗景华 高光华 孔昭年(常务)

编写人员：王德宽 (中国水利水电科学研究院)

秦汉军 (广州电器科学研究院)

罗景华 (东方电机控制设备有限公司)

高光华 (长江勘测规划设计研究院)

孔昭年 (中国水利水电科学研究院)

姚维达 (中国水利水电科学研究院)

吴应文 (长江控制设备研究所)

贾宝良 (长江控制设备研究所)

潘熙和 (长江控制设备研究所)

王丽娟 (长江控制设备研究所)

熊 巍 (中国电器科学研究院)

易先举 (长江勘测规划设计研究院)

周 强 (长江勘测规划设计研究院)

陈吉祥 (长江勘测规划设计研究院)

郭 江 (中国水利水电科学研究院)
王晓晨 (中国水利水电科学研究院)
贾彦博 (中国水利水电科学研究院)
闫国福 (中水北方勘测设计研究有限责任公司)
王义忠 (中国水利水电科学研究院)
段 波 (长江勘测规划设计研究院)
张生权 (长江勘测规划设计研究院)
董博文 (长江勘测规划设计研究院)
朱玉良 (北京华科同安监控技术有限公司)
郑松远 (北京华科同安监控技术有限公司)
田忠禄 (中国水利水电科学研究院)
田冬成 (中国水利水电科学研究院)
王万顺 (中国水利水电科学研究院)
孙建会 (中国水利水电科学研究院)
熊成林 (中国水利水电科学研究院)
李恒乐 (长江勘测规划设计研究院)
张义强 (长江勘测规划设计研究院)
林全胜 (长江勘测规划设计研究院)



第1章 概述

根据水电站电力生产特点,水电站自动化系统包含有水轮发电机组单元自动化系统、水电站生产过程自动化系统及枢纽自动化系统。

水轮发电机组单元自动化中主要包括:机组监测与单元控制系统、励磁系统、调速系统、附机(蝶阀、油压装置等)控制系统、继电保护系统等。水电站生产过程自动化系统包括全厂计算机监控系统,AGC、AVC系统,通信调度系统等。枢纽自动化系统主要包括闸门控制系统、水情自动测报系统、生产调度与管理系统等。在粗略划分的各个系统间实行大量的实时数据交换。可以看出这是一个广义的大规模的综合的自动化系统。实际上,每个系统在界面和层次均有重叠和相互交叉。

三十年来我国水电站综合自动化取得了巨大的技术进步,其重要标志如下:

在计算机技术飞速发展及政府组织指导的社会背景下,政府制订了《水电站自动化科学技术发展七年规划(1979~1985)》,开始了我国水电站监控系统的技术发展试点工作。分别于1987年召开了“全国水电厂自动化技术总结和规划落实工作会议”,1993年“全国水电厂计算机监控系统工作会议”启动和落实了推广工作,规定在“八五”期间约40个大型水电厂实现计算机自动经济运行和安全监测等一系列统筹规划和措施。1994年后,水电厂“无人值班”(少人值守)工作更是有力地推动了计算机技术和信息化技术在水电站的应用,推动了国产化技术的发展,所有1万kW以上装机容量新建水电站均配备了计算机监控系统,老电站也逐步实现了以计算机监控系统为标志的自动化现代化改造,显著地提高了我国水电站的自动化技术水平和生产管理水平,为实现无人值班奠定了基础。

1981年召开的全国水电系统防洪会议上,李鹏同志提议开展水情自动测报与调度自动化系统研制、开发和应用工作,不久决定将水情自动测报系统纳入基建项目,确保施工期的安全度汛,并在电站建成后为电力生产服务。1998年长江流域的特大洪水期间,五强溪等大型电厂的水情测报系统实施合理调度,为防洪指挥决策提供了重要依据,作出了突出贡献。

在国家的支持下,水电自动化业界广大科技人员探索出

了扬长避短的系统集成的技术路线,取得了一大批具有国际先进水平的科技成果与产品。如水情测报20世纪80年代多采用超短波组网作为数据传播手段,进入90年代基本上以海事卫星通信及数字蜂窝移动通信网络(GSM)混合组成水情数据传递系统,数据传播平台的可靠性及实时性大大提升。

在水电控制设备领域采用国际知名品牌的工业控制机(IPC)或可编程控制器(PLC)或可编程计算机(PCC)作为水轮机调速器和发电机励磁装置的核心平台。采用开放式结构和编程语言,使用维护方便,使我国调速器电气柜和发电机励磁装置的质量、工艺水平及可靠性达到国际先进水平。大中型机组的调速器大多采用了电子调节器加电液随动系统的结构模式,提高了调速器动态和静态技术指标。

近几年来,采用电液比例阀作调速器电液转换部件;采用逻辑插装阀作油泵组合阀;采用分段关闭装置、油压截止阀,甚至替代主配压阀等;采用数控机床中成熟的步进电动机、交流伺服电动机和直流伺服电动机作调速器的电/机转换部件,构成具有我国自己知识产权的用伺服电动机控制的水轮机微机调速器新品种,这类调速器具有很强的抗油污能力,机构简单,可靠性高。

水电自动化技术水平大幅提高的另一个特点是非常注重标准化工作,近20年来编制了涉及名词术语、技术条件、测试方法等系列标准,标准化工作又规范化地指导研制开发工作。

总体上我国水电站综合自动化已跻身国际先进水平,三峡右岸电站计算机监控系统及水电控制设备实现国产化是其重要标志。

本篇也可称为计算机技术在水力发电厂及枢纽中的应用。本篇内容涉及:水电站监控系统;水电控制设备(水轮机调速系统及水轮发电机励磁系统);继电保护系统;水电厂自动化元件及辅机控制系统;水电厂水情自动测报系统;水电厂机组状态监测系统;水电厂信息管理自动化系统;水电厂大坝安全监测系统;水电厂通信系统等。国家西部水电能源基地建设,必然为水电站自动化技术提供一个更大的舞台,并创造出更大的社会效益和经济效益。



第2章 水电站计算机监控系统

1 概述

水电厂采用计算机监控技术,实现发电生产综合自动化,一方面对于提高我国水电厂的自动化技术水平和管理水平,赶超世界先进水平,实现水电厂现代化,具有十分重要的意义;另一方面,由于水电厂多数建在江河上游的深山峡谷中,交通生活条件十分不便,采用综合自动化技术,实现水电站现地的“无人值班”(少人值守),可将生活基地安排在生活比较方便的城镇或中心城市,对于解决水电职工子女的教育问题,稳定水电职工队伍,是十分重要的举措,具有重要的战略意义。

在原国家电力公司(包括原水利电力部、原能源部、原电力部)的大力倡导下,我国的水电厂自动化工作,从20世纪80年代初科研试点开始,经历了实用化推广和90年代的综合自动化及“无人值班”(少人值守)普遍推广的阶段,取得了巨大的成功。

(1) 科研试点阶段:

我国水电站综合自动化技术的应用起步于20世纪80年代初。当时,水电部的中国水利水电科学研究院(以下简称水科院)和南京水利水文自动化研究所及机械部的天津电气传动设计研究所分别在富春江、葛洲坝二江和永定河梯级进行试点研究,水科院研制成功的富春江水电厂多微机分布控制系统于1984年11月正式投入运行,1986年获国家科技进步三等奖。通过试点,尝试了计算机技术应用于水电厂监控系统的优越性和可行性,并初步形成了若干实用推广模式,培养和锻炼了一批从事水电厂计算机监控系统的科研、设计、安装和运行维护的工程技术人员队伍,积累了宝贵的经验。但由于经验不足、研制周期过长、资金缺乏,使基础自动化配套改造不够,影响计算机监控系统的正常使用。另外,在系统的规模、功能、结构、工艺、可靠性以及软件的水平等方面,与国外差距较大。

(2) 实用推广阶段:

原水电部于1987年和1993年先后制定了《七五期间水电厂自动化计算机应用规划》和《八五期间以及2000年水电厂计算机监控系统推广应用规划》,两批共规划了67个大中型水电厂。根据“七五”规划,到1993年,先后又有27座水电站采用了不同形式的计算机监控系统,如葛洲坝二江、鲁布革、富春江、丹江口、新安江、铜街子、安康、石泉、龙羊峡、东江、白山等。软件和硬件设备的标准化工作取得了初步成效,初步形成了工业化生产,达到了实用化水平,形成了几种成熟的推荐模式。同时,科技水平有了很大的提高,有关科研院所已经能够独立承担各类工程的计算机监控系统设备的开发研制生产任务,一大批科技人才茁壮成长。

水电厂“无人值班”(少人值守)试点:根据1994年电力工业部在东北太平洋湾水电厂会议提出的建议,由安全监察及生产协调司主持制定了《水电厂“无人值班”(少人值守)的若干规定(试行)》并于1996年颁布执行。与此同时,原电力部颁布试行了《一流水电厂的考核标准》。1994年太平洋湾会议还确定了葛洲坝二江、太平湾等5个水电厂为“无人

值班”(少人值守)第一批试点单位,1996年又扩大白山、紧水滩、龚嘴等9个水电厂为第二批试点单位。这一阶段工作的特点是:①各水电厂积极要求上计算机监控系统,并把监控系统当作全厂“创一流”工作的重点,以监控系统带动全厂的自动化改造,为监控系统工作的顺利开展创造了良好的局面。②系统的功能齐全,软件和硬件标准化程度高,开发周期短,性能指标先进,基本上达到了国际同期先进水平,实用性强,可靠性好,成功率高,可以满足水电厂“无人值班”(少人值守)的要求,如白山梯级电站远方集中控制监控系统、葛洲坝电站监控系统、紧水滩梯级电站监控系统等。③国家级科研开发队伍逐渐形成,形成了自主知识产权的监控系统,在国际上具有一定的知名度,如水科院的H9000系列分布开放系统和电自院的SSJ系列计算机监控系统,基本占领了国内水电市场。

(3) 普遍推广应用阶段:

进入21世纪后,随着我国电力体制改革,电力建设事业出现了蓬勃发展的大好局面,举世瞩目的三峡工程已于2003年7月首台机组发电,2005年9月左岸14台机组全部发电,左岸电站全部建成,三峡右岸电站的首台机组于2007年6月发电。与此同时,龙滩、小湾、拉西瓦、构皮滩及金沙江上游等一批特大型水电站也将于2008年前后首台机组发电,标志着中国水电建设进入新的历史阶段。三峡右岸电站和龙滩电站分别采用了北京中水科水电科技开发有限公司(中国水科院自动化所)和南瑞集团的计算机监控系统,标志着我国两大自主知识产权品牌的技术发展达到了一个新的高度。

过去的20年,我国的水电厂计算机监控系统从无到有,逐步发展壮大,并形成了强大的生产力,促进了我国水电厂自动化技术的进步,为水电厂“无人值班”(少人值守)、减人增效奠定了物质基础。

目前,我国已有几百个水电厂安装了计算机监控系统,7个水电厂达到了原国家电力公司的一流水电厂标准,实现了“无人值班”(少人值守)。国产品牌在国际招标活动中也屡屡中标,已有约20套系统出口国外。水科院和电自院提供的监控系统累计已约600套。

2 系统结构类型与选择

2.1 系统总体结构

我国水电厂计算机监控系统的系统结构,已由80年代初的功能分布式系统、多微机分布式系统,80年代中期的星形分层分布式结构,逐步过渡到90年代的面向网络的分布开放系统的结构。

2.1.1 小型集中式控制系统结构

对于装机容量在1万kW以下的农村小型水电厂,由于机组容量较小,对控制系统的可靠性要求相对较低,可采用集中式系统结构。系统由一台主计算机、外部设备及I/O数据采集设备构成。这种结构成本低,结构简单,在水电厂计算机监控的初期及农村小水电应用,可节省投资,但存在可

可靠性瓶颈集中、系统规模小、功能扩展及维护不方便等缺点。

2.1.2 分层分布系统结构

分层分布是将系统的功能由不同层次的不同硬件协同完成,是目前流行的大型控制系统的结构模式。分层是在系统硬件结构上将系统分成若干个层次,将系统的功能分布在不同层次的硬件上,如在主站层配置全局性的数据管理、高级分析、决策功能,在现地层设备中配置数据采集、回路控制、单元调节等功能。分布是根据现地设备的数量与性质,将现地控制设备分成若干个控制单元。

在水电厂计算机控制系统应用中,分层分布的原则一般分为电站控制层和现地控制层两个层次。在现地控制层,一般又根据控制对象进行分布,分为机组控制单元、开关站控制单元、公用及厂用电控制单元、闸门控制单元等,分别控制的设备如下:

(1) 机组控制单元:主要有水轮机、发电机、主变压器、辅机等。

(2) 开关站控制单元:主要有母线、出线、断路器、隔离开关、接地刀闸等。

(3) 公用及厂用电控制单元:主要有厂用电系统、油系统、水系统、直流系统等。

(4) 闸门控制单元:主要有进水口闸门、泄洪闸门等。

由于分层分布式系统结构硬件分布、功能分布,使系统的性能指标、可靠性指标等大大提高,成为水电厂计算机监控系统的经典系统结构。

90年代以前,通信一般采用串行通信方式,为了减轻主站层主计算机的负荷,通常将大量的通信功能由前置通信机完成,构成前置处理层。

在传统的采用串行通信的远动控制术语中,现地控制单元被称为远程终端单元(Remote Terminal Unit,缩写为RTU)。

为了提高系统的可靠性,在主计算机、前置处理机、现地控制单元及通信通道等环节进行双机冗余配置,形成比较经典的双主机、双前置机、双通道的大型水电厂计算机监控系统模式,如图5.2-1所示。

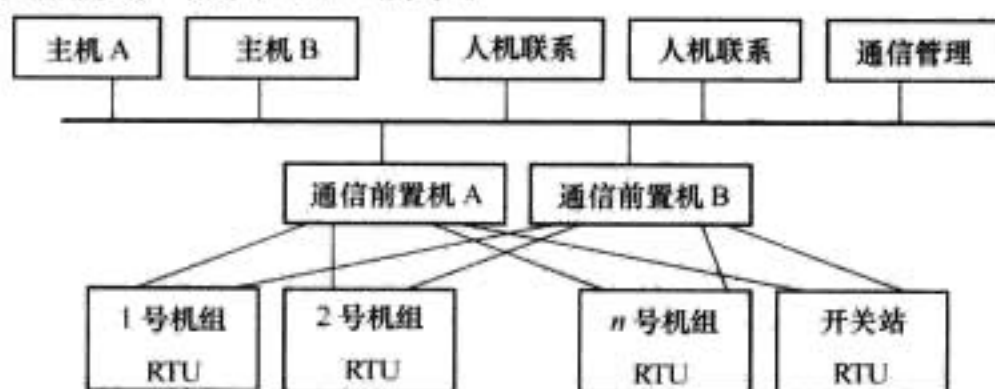


图 5.2-1 双主机双前置机的星形分层分布式系统结构

典型的应用包括:多微机系统如富春江一期(1985年,水科院自动化所),功能分布式如葛洲坝二江一期(1986年,南自所),星形分层分布式如丹江口(1990年,南自所)、龙羊峡一期(1993年,水科院自动化所)。

2.1.3 分布开放系统结构

以太网技术出现于20世纪80年代初,由于其支持的厂家众多、价格低廉、应用面十分广,成为开放性网络的实际标准,90年代中后期在各类控制系统中得到越来越广泛的应用。

分布开放式监控系统是一种面向网络的系统。该系统在硬件系统配置方面与分层分布系统相似,但主要硬件之间的通信连接一般均采用以太网技术。该系统具有系统结构简单、灵活、通用性好的特点,发展非常迅速,与采用串行通

信的分层分布系统相比,在可靠性方面有本质性的提高。水科院自动化所研制的H9000系列和电自院研制的SSJ系列计算机监控系统,均是面向网络的分布开放式监控系统。根据需要,系统一般可配置数据库管理站、操作员工作站、工程师工作站、语音报警站、通信工作站、多媒体工作站等。数据采集及控制设备一般按电厂单元分布,一般一套发电机变压器组设1台现地控制单元(LCU),开关站设1~2台LCU,公用系统及厂用电设1~2台LCU,闸门控制设1台LCU。若有模拟屏,则应设1个模拟屏驱动LCU。上述设备一般采用以太网连接。分布开放系统有葛洲坝二江二期、公伯峡、李家峡、白山梯级等。系统结构如图5.2-2所示。

根据机组装机容量的大小,机组现地有人值班与否,对LCU的可靠性要求也不同。为提高LCU的可靠性,一般可采用结构冗余的方式。可在影响LCU可靠性的每一个环节采取改进措施,如CPU、I/O机箱电源、通信模块、I/O模块、机柜电源等,可进行双冗余配置。根据目前应用经验,一般采用较多的冗余措施有双CPU配置, I/O机箱配置冗余电源,机柜采用交直流电源供电,双通信模块或接口等。

对于特大型机组,为了减轻PLC主CPU的负担,机组测温系统可单独设置CPU,与主CPU采用现地总线通信连接。

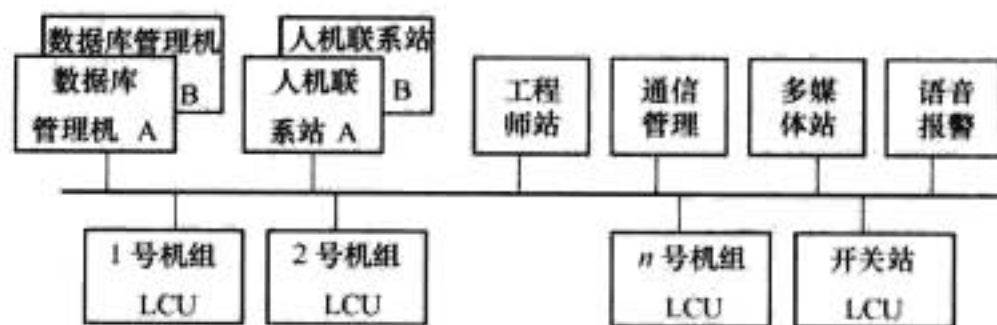


图 5.2-2 面向网络的分布开放式系统结构

进入21世纪后,随着我国巨型水电站的建设兴起,分布开放的计算机监控系统又发展到多层网络的分布开放系统,将分布开放系统的电站层进一步分成电站控制层和电站管理层,实现网络负荷分担。

在本章中,除非特别说明,监控系统一般指面向网络的分布开放系统。

2.2 主站系统结构

监控系统的结构及配置模式应综合考虑电站规模、系统装机容量、电站在系统中的地位、可靠性要求以及造价等因素。

2.2.1 小型水电站配置模式

中小型水电站是指单机容量为5~100MW之间、电站装机容量为10~250MW之间的水电站。相对于大型电站而言,中小型电站在系统中的重要性要低一些,对控制系统的可靠性要求也相对低一些。因此,监控系统一般采用三机配置,即:双数据库管理兼操作员工作站,一台工程师工作站,现地控制单元按机组单元配置,另设开关站单元和/或公用系统单元。全部设备采用单网连接。根据需要,也可配置通信服务器、厂长总工终端、语音报警站等。容量较大的电站也可考虑双网配置。

2.2.2 大中型水电站配置模式

大中型水电站是指单机容量为100MW以上、电站装机容量为250MW以上的水电站,如凤滩、新安江、安康等。这些电站由于在系统中的重要性突出,对控制系统的可靠性要求也比较高。因此,计算机监控系统一般采用五机双网配置即:双数据库管理机,双操作员工作站,一台工程师工作站,现地控制单元按机组单元配置,另设开关站单元、公用

系统单元、闸门控制单元。全部设备采用双网连接。根据需要,也可配置厂长总工终端、通信服务器、语音报警站、培训仿真站、多媒体站等。

2.2.3 特大型水电站系统结构

特大型水电站是指单机容量在 300MW 以上、电站装机容量在 1000MW 以上的水电站,如白山、龙羊峡、公伯峡等。为了提高可靠性,可在系统硬件上采取冗余配置,如数据库管理机、操作员工作站、网络通道、电源等。对于数据采集与控制单元,一般则采用不完全冗余配置的方式,即有一套完全配置的主用 LCU 完成正常运行时的全部监控功能,另外有一套不完全配置的备用控制系统,在主用 LCU 故障时,备用控制系统确保被控设备不失去控制。LCU 也有采用双 CPU 的如白山梯级,双 I/O 或全部采用双重冗余配置的如天荒坪蓄能电站,视被控对象的可靠性和重要性而定。

2.2.4 巨型水电站系统结构

巨型电站是指单机容量在 500MW 以上、电站装机容量在 3000MW 以上的水电站,如三峡、龙滩、瀑布沟等。由于机组容量大,系统的监测点数量、功能等明显增多,对控制系统的可靠性和实时性也进一步提高。由于监控对象多,监控系统任务重,一般采用多层分布式开放系统。一般设现地控制层、电站控制层、电站管理层以及信息发布层。所有重要设备应采取冗余配置,可配置多重冗余数据采集服务器,可配置多套以上操作员站,每个电源应有热备冗余模块,涉及控制的重要 I/O 点应全部冗余,等等。

2.3 网络系统拓扑结构

网络的拓扑结构千变万化,但一般可归结为星形、总线形和环形三种。为了充分发挥各种拓扑结构的优点,实际应用中往往是综合了星形、总线形及环形网络的特点而构建成的复合型网络,一般可归结为上述三种拓扑结构的不同组合。

2.3.1 星形网

星形网中所有的主机和其他设备均通过一个中央连接单元或是集线器(HUB)连接在一起,因其连接模型形状酷似发光的星星而得名。它的优势在于扩充简单方便、网络内可以混用多种传输媒体、分支线路故障不会影响全网的安全稳定运行、多台主机可以同时发送信息等。

2.3.2 总线网

总线网络拓扑结构比较简单,总线网中所有设备都直接与一条称为公共总线的传输介质相连。传统地采用同轴电缆(包括粗缆和细缆)作为这种介质,随着光纤应用的普及推广,现在越来越多地采用光缆作为总线传输介质。这种结构的优点有:设备之间的互联不需要另外的互联设备,而是直接通过一条总线进行连接,组网费用较低;单个节点(每台电脑或集线器等设备都可以看做是一个节点)失效不影响整个网络的正常通信,维护较容易;需要扩展用户时只需要添加一个接线器即可,扩展较灵活。但存在下列缺点:各节点共用总线带宽,传输速度会随着接入网络节点数的增加而下降,所能连接的用户数量有限;一次仅允许一个节点的用户发送数据,其他节点用户必须等待到获得发送权;如总线发生故障,则整个网络或者相应主干网段则不能正常运行。

2.3.3 环形网

在环形结构的网络中,计算机通过电缆连接组成一个首尾相连的、闭合的环路。在环形网络中每一个节点都与相邻的两个节点相连,信号沿环形单向传播,每个节点接收上一个节点传来的信息,然后再转发至下一个节点。环形网络中只有相邻的节点才能通信,简化了路径的选择。环形结构的

网络可扩充性差,任何一个节点出了故障都可能影响整个网络正常工作。

2.3.4 冗余网络结构

目前,网络设备的可靠性在有关设备中是比较高的,可以满足一般水电厂对监控系统可靠性的要求。对于大型水电厂来说,为了进一步提高可靠性,确保系统万无一失,一般还是采用网络双冗余配置。

一般说来,大电站大机组的控制系统采用的网络设备档次要高一些,性能指标高,冗余度也要高一些。根据应用的经验,不论是单网还是双网,由于网络设备本身故障而影响系统运行的情况还是相当少见的。

2.4 网络系统管理机制

目前,国内外监控系统厂家在网络技术方面有两种做法:一种是大多数公司采用商业化以太网技术,如 ABB 公司、Alstom 公司、H9000 系列和 SSJ 系列等;另一种采用基于令牌技术的网络技术,如 Bailey 公司的 Info-90 网络等。

2.4.1 以太网

以太网是当今现有局域网采用的最通用的通信协议标准。该标准定义了局域网(LAN)中采用的电缆类型和信号处理方法。以太网的标准速率由 20 世纪 80 年代初的 10Mbit/s,发展到 1996 年前后的 100Mbit/s。1998 年 1Gbit/s 的千兆光纤网络产品问世,千兆以太网已经发展成为主流网络技术。以太网在互联设备之间以 10~100Mbit/s 的速率传送信息包。双绞线电缆的 10Base-T 以太网由于其低成本、高可靠性以及 10Mbit/s 的速率而成为应用最为广泛的以太网技术。以太网技术的通用化程度非常高,许多制造商提供的产品都能采用通用的软件协议进行通信,开放性最好,价格低廉,升级换代也简单,以 50% 的年递增率迅速推广应用。

以太网的传输方法,也就是以太网的介质访问控制(MAC)技术称为:载波监听多路存取和冲突检测(CS-MA/CD, Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection)。

以太网的最大缺点是采用竞争发送的原理,当系统节点较多、通信负荷较大时,网络的通信效率明显下降,严重情况下的综合通信效率一般只有标定速率的 10%~20%,系统的实时性能会受较大影响。

交换型以太网的出现避免了共享型以太网的碰撞和效率降低问题。交换型以太网的特点是使用交换机(Switch)代替集线器(HUB),交换机的高速背板和强大的存储转发功能,使每个用户都感到一直在不间断地占有使用网络。每个用户可以独自享用 10Mbit/s 或 100Mbit/s 的传输速率,网络的实际带宽大幅度提高。以存储转发机制为基础的交换式以太网技术的出现,基本解决了以太网的碰撞引起通信时间延迟不确定性的问题,在工业实时控制领域的地位进一步加强。

以太网采用光纤及光交换机技术后,光纤布线物理上呈星形拓扑,但逻辑上仍然是总线型网络。

目前,许多环网也多采用交换以太网技术构成,硬件及软件开放性好,网络管理简单,通用性强,通信效率和可靠性大大提高,在高可靠性的工业控制环境应用较广。由于以太网的巨大技术优势和市场优势,代表了网络技术发展的方向,在水电控制系统中的应用将更加广泛。

对于中小型水电站,机组台数较少,数据量不大,10Mbit/s 完全可以满足要求。而对于大型水电厂,由于实时性能指标要求高,机组台数很多,应采用速率高一些的产

品,如 100Mbit/s 的快速以太网。在没有特别功能要求的情况下,如实时多媒体,采用速率更高的网络意义不是很大。另外,由于网络硬件价格不是特别高,100Mbit/s 与 10Mbit/s 的价格差异不大,目前中小型水电厂采用 100Mbit/s 的网络情况也十分普遍。

2.4.2 令牌网

令牌网技术的最大优点在于确定性的实时响应性,但由于令牌网的应用少,品牌选择有限,一般是控制设备厂家的专用设备,硬件及软件的开放性互换性差,产品更新换代慢,性能的进一步提高有一定的困难。尽管如此,令牌网仍会在对实时性要求非常苛刻的特定实时控制领域得到应用,并且目前个别产品的最高速率已达 5Mbit/s,仍具有一定的吸引力。

2.4.3 现场总线

现场总线是连接智能现场设备和自动化系统的全数字、双向、多站的通信系统,主要解决工业现场的智能化仪器仪表、控制器、执行机构等现场设备间的数字通信,以及这些现场控制设备和高级控制系统之间的信息传递问题。

近年来,现场总线技术发展非常迅速。国际上基本形成了现场总线技术的两大阵营即以 ProfiBus 为代表的欧洲标准和以 DeviceNet 为代表的北美标准,各自制定有关技术标准,主要设备厂家也均推出相应的现地总线产品。

2.4.3.1 主要的现场总线

目前,世界上存在着大约 40 余种现场总线,如法国的 FIP、英国的 ERA、德国西门子公司的 ProfiBus,国际标准组织—基金会现场总线 FF: WorldFIP、美国的 DeviceNet 与 ControlNet 等。这些现场总线大多数用于过程自动化、医药、加工制造、交通运输、国防、航天、农业和楼宇等领域,大概不到 10 种的总线占有 80% 左右的市场。

2003 年 4 月,IEC 61158 Ed.3《现场总线标准(第 3 版)》正式成为国际标准,规定 10 种类型的现场总线:

Type 1 TS61158 现场总线

Type 2 ControlNet 和 Ethernet/IP 现场总线

Type 3 Profibus 现场总线

Type 4 P-NET 现场总线

Type 5 FF HSE 现场总线

Type 6 SwiftNet 现场总线

Type 7 World FIP 现场总线

Type 8 Interbus 现场总线

Type 9 FF H1 现场总线

Type 10 PROFINet 现场总线

2.4.3.2 现场总线的主要特点

现场总线的主要特点有:现场控制设备具有通信功能,便于构成工厂底层控制网络;通信标准的公开、一致,使系统具备开放性,设备间具有互可操作性;功能块与结构的规范化使相同功能的设备间具有互换性;控制功能下放到现场,使控制系统结构具备高度的分散性。

2.4.3.3 现场总线的主要优点

现场总线的主要优点包括:现场总线使自控设备与系统步入了信息网络的行列,为其应用开拓了更为广阔的领域;一对双绞线上可挂接多个控制设备,便于节省安装费用;节省维护开销;提高了系统的可靠性;为用户提供了更为灵活的系统集成主动权。

2.5 网络介质的选择

目前,网络设备多数采用光纤连接,在环境较好的情况

下也有采用五类屏蔽双绞线的。由于光纤具有无与伦比的抗干扰能力,设备之间无电气联系,可靠性高,一般首先推荐使用光纤。五类屏蔽双绞线的通信速率也可以很高如 100Mbit/s,但距离不宜超过 100m,具体见表 5.2-1。综合性能指标比较好的方式是,计算机室与现地控制单元的联系采用光纤,计算机室与中控室的联系采用五类屏蔽双绞线。如有长距离室外通信联系,最好采用光纤,可以防止各种电磁干扰对通信的影响,形成远距离设备之间的电气隔离。

表 5.2-1 IEEE802.3 以太网的电缆

序号	名称	电 缆	最大区间长度	节点数/段	优 点
1	10Base5	粗同轴电缆	500m	100	用于主干很好
2	10Base2	细同轴电缆	200m	30	最便宜的系统
3	10Base-T	双绞线	100m	1024	易于维护,短距离
4	10Base-F	光纤(多模)	2000m	1024	抗干扰性好,适于恶劣环境

3 硬件

3.1 主站级设备

3.1.1 主机与数据库服务器

大型监控系统一般设主机与数据库服务器,完成对整个系统的数据采集处理与管理、高级应用功能,如 AGC/AVC。由于主机与数据服务器的重要性,主机与数据服务器应采用冗余热备配置。正常时,一台为主机,完成监视控制任务;另一台则为备用,可进行正常监视。当主站故障或退出时,备用站可自动或手动升为主站,完成监控任务。

当电站比较重要,历史数据较多时,也可配置共享磁盘阵列,构成 Cluster 结构,提高数据存储与服务的可靠性。

3.1.2 操作员站

操作员站可根据需要配置一至多台。多台工作站之间可以配置成主备冗余方式,也可配置成全冗余方式,即每台工作站可同时具有控制权。每台工作站均可完成监控系统的全部人机联系功能。主要完成对整个电站的运行监视和闭环控制,发布操作命令,各图表曲线显示,事故、故障信号的分析处理等功能。一般选用高档图形工作站,配置有 1~3 个大屏幕显示器。

特大型及巨型水电站可设置移动操作员站,方便现地调试。

3.1.3 工程师站

工程师站主要用于应用程序开发如图形、报表、数据库、控制流程等方面的编辑和修改,系统的维护与诊断如系统初始化、系统管理、检索历史记录、系统故障诊断、程序下载、远程诊断等工作,实时系统维护如系统运行参数修改、数据备份,在离线时进行用于修改定值,增加和修改画面,并可进行系统维护、软件开发工作等。一般选用与操作员站同等配置的图形工作站。

3.1.4 培训仿真站

培训仿真站的硬件配置一般与操作员站相同,具有运行监视功能,可进行模拟操作,但通往现场的控制输出均被屏蔽,主要用于运行人员培训。

完善的培训仿真站应配置有现场仿真软件,运行培训人员的模拟操作可以由仿真软件模拟现场设备进行反馈,达到逼真的模拟效果。

可另配置仿真服务器,主要模拟现场设备的物理过程。

3.1.5 语音报警站

语音报警站主要负责语音报警、电话查询、事故自动寻呼(ON-CALL)以及报警信息手机短信发送等。

3.1.6 报表系统

自动完成报表数据的生成、报表管理、报表查询等功能。

3.1.7 厂内通信站

完成水电厂智能设备或系统的通信,如机组状态监测系统、保护及录波系统、消防系统等。可根据通信设备的数量、负荷大小进行配置。一般选择微机服务器较多。特别重要的通信节点可配置成双机系统。

3.1.8 调度网关节

调度通信网关节主要负责与上级电力调度的通信功能。重要电站的网关节应双机热备冗余配置,可选择64位UNIX服务器。通道也应采用不同物理路径、不同设备进行备用。对外通道目前采用串行通信及以太网通信方式的较多。

3.1.9 WEB信息发布站

WEB信息发布站是通过Internet和浏览技术,实现监控系统实时信息的对外发布,是Internet对监控系统软件技术的巨大促进。

根据信息量的大小,可由一台服务器完成WEB信息发布的功能,也可由若干台服务器协调配合完成。

通过WEB信息发布系统,运行管理人员可在任意地点通过计算机联网访问监控系统的WEB服务器,浏览查询现场设备及系统的运行情况。通过系统授权,维护人员可对监控系统进行必要的远程维护。

WEB与监控系统之间必须配置安全隔离设备。

3.1.10 设备状态趋势分析站

配置大容量数据存储系统及分析软件,实时记录电站重要设备的运行参数,实时分析有关设备运行参数的变化,作为事故预测及事故分析的重要辅助手段。一般由若干台服务器构成,由开放的以太网连接,可设置数据库服务器、WEB发布服务器、数据采集服务器以及数据分析服务器等。可配置若干台服务器构成及海量数据存储系统构成,可选择64位UNIX或Windows服务器,可构成服务器集群,或双机热备冗余配置,或单机配置,上述服务器的功能也可集中由一台服务器完成,具体应视系统的重要性、可靠性、系统规模及性能指标要求而定。

3.1.11 时钟

监控系统一般设高精度的GPS时钟同步系统一套,定时校对监控系统内各计算机设备的实时时钟,使监控系统内部的各计算机系统及智能设备的时钟同步一致,满足事件记录对时间精度的要求。

对于大型或特大型水电厂,由于需要对时的设备数量比较多,目前较多采用是一、二级时钟系统的方案,即每个LCU配置一台二级时钟,一级时钟负责主站及二级时钟的同步,不仅可满足目前全厂有关智能设备的对时要求,而且有利于未来对时信号的扩展。一、二级时钟之间采用光纤连接。时钟装置的输出信号类型及接口数量可根据要求灵活配置,一般包括以太网接口、RS232或RS485串行通信接口以及DCF77编码脉冲接口等。以太网接口一般采用标准的NTP对时规约。

3.1.12 打印设备

打印机主要用于监控系统的各种报表、统计报告、报警信息的打印。

常用的打印机有行式打印机和页式打印机。

行式打印机主要包括针式打印机和喷墨式打印机,一般用于随机报警语句的随机打印。由于点阵式打印机容易发生卡纸等现象,导致网络堵塞、系统死机,目前已很少采用随机打印。

激光打印机主要用于报表打印,打印幅面由B5到A3不等,可根据报表需要选用相应的打印机。过去报表往往采用定时打印的方式,导致报表打印较多,报表的保存和查询都比较困难。现报表数据一般采用光盘存储,取消纸质报表打印,报表的检索比较方便,需要时可随时打印纸质报表。

3.2 现地控制单元

水电厂计算机监控系统位于被控设备附近的控制系统部分,一般按被控设备单元分布,即现地控制单元(Local Control Unit, LCU)。

现地控制单元主要完成现场的数据采集和控制功能,一般由数据采集与控制器、人机联系、电源、同期装置、变送器、交流采样装置、仪表等设备构成。主要完成对监控对象的数据采集与预处理,负责与主站的网络数据通信,接收并执行主站的命令和管理。LCU本身也是一套完整的数据采集与控制装置,当与主站系统脱机时,通过现地的人机联系设备,仍具有对现场设备的控制、调节操作和监视功能。LCU是监控系统中一个非常重要的环节,其可靠性直接影响整个系统控制功能的实现。

3.2.1 控制器

控制器是LCU的核心组成部分,主要完成数据的采集、处理与控制功能。

目前控制器主要采用各类可编程控制器构成。由于可编程控制器的可靠性高、通用性强、维护使用方便、编程简单、用户易于掌握、性能指标可完全满足水电厂计算机监控系统的要求,因此,监控系统的数据采集和控制目前多数由可编程控制器构成。另外还有少数的小型水电厂采用基于IPC、PCC(Programmable Computer Controller)作为控制器构成的控制系统,可归类为上述控制器的一种变形。

国际电工委员会(IEC)对PLC的定义是:可编程控制器是一种数字运算操作的电子系统,专为在工业环境应用而设计。它采用可程序的存储器,用于其内部存储程序,执行逻辑运算、顺序控制、定时、计数与算术操作等面向用户的指令,并通过数字的、模拟的输入和输出,控制各种类型的机械或生产过程。可程序控制器及其相关设备,都应按易于与工业控制系统形成一个整体、易于扩充其功能的原则设计。

可编程控制器进一步可分类如下:①按CPU数量,可分为单CPU、多CPU冗余型;②按I/O布置方式,可分为集中式I/O系统、分布式I/O系统以及混合式I/O系统;③按CPU处理方式,可分为单任务循环扫描型、多任务多周期扫描型等。

集中I/O模式是指I/O为插卡式模块,直接插入I/O模块机箱里,集中安装在机柜里。由于机箱总线的通信速率高,比较适合系统规模较大、实时性能指标要求高的场合,设备集中布置,运行环境好,也便于设备的维护和管理。

分布I/O是指I/O模块分散布置在被控设备附近,有关模块通过现场总线连接。这种模式的优点是模块布置在设备附近,可以节省大量的信号控制电缆,现场设计施工大大简化。但最大总线的长度一般取决于波特率与中继器的使用,例如:Profibus总线在500kB时总线长度为400m,而

12MB时仅为100m。采用光缆和光中继器后,总线的长度可增加至若干公里。

在实际水电自动化系统工程应用中,往往采用两种模式混合的方式。如水轮发电机组的控制系统,大部分信号采集与控制模块集中布置在机旁的控制柜中,另外有部分信号,如蝶阀控制设备布置在蝶阀附近,机组温度数据采集模块安装在发电机通风层,这些设备通过现场总线连接到机旁的主控系统。

3.2.2 人机联系

LCU的现地人机联系接口一般采用触摸屏或一体化工业控制微机,可显示开停机流程、数据库一览表等画面。由于LCU安装在现场,一般选择抗电磁能力强的液晶显示器。

工业控制微机的功能强大,除可实现一般必要的现地人机联系功能外,还可实现较强的现地数据处理、数据通信以及历史数据存储管理等功能。

液晶触摸屏没有硬盘等运动部件,系统软件全部固化,抗干扰能力强,其可靠性远高于工控机。LCU采用触摸屏为人机联系手段,已成为水电站监控的发展趋势。

现地人机联系设备平时可关机运行,不影响LCU的正常运行。

3.2.3 同期装置

同期并列操作是电力系统中一项经常而又极其重要的操作,要求同期装置必须非常稳定和绝对可靠,否则将给发电机和电力系统带来极其严重的后果。

同期装置目前多采用高档单片机构成。一般采用双重冗余设计及完善的抗干扰措施,使装置具有高可靠性和稳定性,保证在任何情况下不误动作。利用高档单片机运算速度快的特点,将现代控制理论运用于同期预报,调频、调压计算,调节待并机组,以最短时间进入给定同期区域,确保在出现第一个同期点时,实现同期操作。装置应具有电子同步表、操作按钮、通信接口等。采用数字转角变技术,可省却转角变,简化现场二次设计。支持的单对象或多对象同期,可自动识别线路的合环操作要求,具备检无压同期等功能。

3.2.4 交流采样

根据采集信号的不同,可分直流采样和交流采样两种。

直流采样的采样对象为直流信号,它是把交流电压、电流信号经过各种变送器转化为0~5V的直流电压,再由各种装置和仪表采集。

交流采样是将二次测得的电压、电流经高精度的CT、PT变成计算机可测量的交流小信号,然后再送入计算机进行处理。通过运算,可获得电压、电流、有功功率、功率因数、频率以及高次谐波的有关参数。可根据功能要求,有关参数可LED显示、通信输出、越限报警等。

由于交流采样能够对被测量的瞬时值进行采样,因而实时性好,相位失真小,用软件代替硬件的功能使硬件的投资大大减小,运行维护方便,克服了直流采样无法采集实时信号,测量精度受变送器的精度和稳定性影响,设备复杂,维护困难等缺点,在电力系统监测与自动化控制系统中应用越来越广泛。

3.2.5 现地控制单元的结构模式

现地控制单元的可靠性对控制系统至关重要。冗余是提高控制系统可靠性的有效途径。在水电控制应用中,常见的现地控制单元冗余模式有全双冗余结构和不完全冗余结构(见图5.2-3)。

3.2.5.1 全双冗余结构

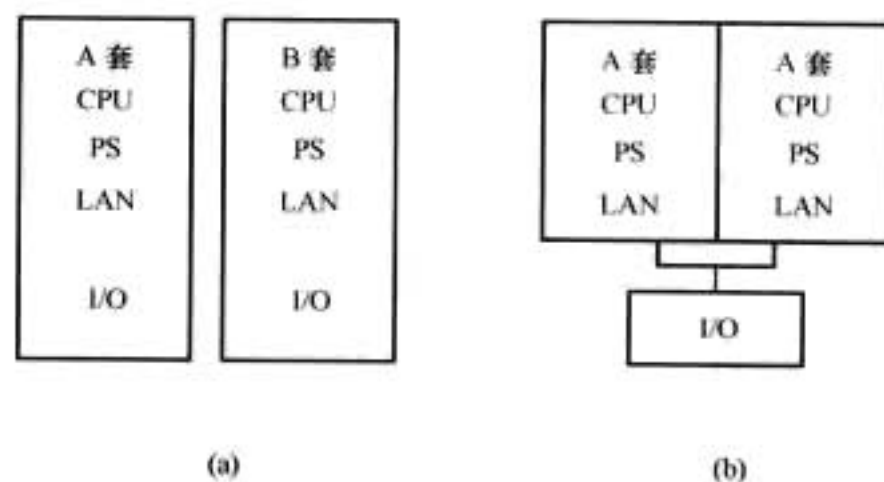


图 5.2-3 控制器的冗余结构模式

(a) 全双冗余结构; (b) 不完全冗余结构

全双冗余结构是指该装置中的全部部件均按1:1冗余配置,正常情况下按双机备用方式运行。任何一套发生故障时,一套维持正常运行,另一套可以停下来检修维护。该配置的优点是可靠性高、运行维护方便;缺点是投资大、现场信号设计施工复杂,在实际工程中应用不多。

3.2.5.2 不完全冗余结构

水电控制系统工程的现场经验表明,监控系统的I/O模块故障率比较低,即使万一I/O模块故障,其影响面也较小,远不如CPU、电源、网络及总线等模块的影响大。因此在系统设计中,采用不完全冗余结构,对对控制系统可靠性影响大并且容易出现故障的CPU、电源、网络及总线等模块进行冗余配置,其他设备如I/O模块采用单配置,可节省大量昂贵的I/O模块。这种配置方式不仅完全满足水电厂无人值班运行控制方式的需要,而且可大大地简化现场的信号设计。目前,大型水电厂的现地控制单元系统基本采用这种配置结构,如三峡右岸、龙滩、五强溪、公伯峡等电站。

3.3 电源系统

电源系统是影响监控系统正常运行的重要环节。

电源系统有分布式和集中式两种配置方法。分布式是指监控系统设备有多台UPS电源供电,一般主控级设备由两台相互备用的电源供电,而每台现地控制单元由单独一台UPS供电。集中供电方式是指全部监控系统设备由两台相互备用的大容量UPS电源供电。两种方式各有优缺点,分布式的电源装置小,维护方便,价格较低,单个电源的故障不影响其他电源装置的运行,但当系统较大、电源数量较多时,电源的维护工作量较大。集中式供电对电源装置的可靠性要求相对要更高一些,价格也比较昂贵,维护较复杂。

容量在3kVA以上的不间断电源经常配置成双机热备用系统。备用的方式分主备备用方式和并机备用方式。

目前,电力行业较多采用交直流供电装置供电,取代不间断电源,正常运行时利用交流电源供电,当交流电源出现问题时,可以自动切换到电厂比较可靠的直流电源供电方式。

4 主站系统功能

4.1 数据采集

现场数据包括模拟量、非电量、温度量、扫查开入量、中断开入量、数字量、脉冲量、串行口通信量等,一般由LCU采集,少量由通信服务器采集。采样可分定周期和变周期两种。预处理包括有效性、合理性判断,软件滤波,输入线路误差补偿,标度变换,越复限比较以及格式化,报警或变位时间标记等。开入量还包括输入硬件防抖滤波和软件抗干扰滤波。具体信息量的多少视监控系统实现的功能而定,

若按无人值班设计,信息则比有人时要多得多。

4.2 安全监视与人机联系

运行人员可通过系统的人机联系设备,对电站的水力机械系统、发电系统、厂用电系统、油水气系统、闸门系统的实时运行参数和设备运行状态,以召唤方式进行实时监视显示,显示画面内容一般包括电气接线图、控制流程图、生产流程图、过程曲线、各种统计报表等。当发生异常时,可自动转入事故、故障显示,并推出相应事故、故障环境画面,能对发生的异常情况进行记录,并发出语音、声光信号报警,根据预定的策略进行处理,并能为运行人员查找原因提供非常方便的手段。

人机联系设备一般采用高分辨率图形工作站,分辨率一般可达 1280×1024 ,支持多屏幕多窗口显示,图形具有无级缩放、细节显示、漫游、跟踪查询等功能,支持汉字国际语言环境,人机界面非常友好。不同屏幕可以显示同一画面,也可显示不同画面。在开发系统支持下,用户可以根据自己的需要与习惯,制作自己的人机界面。

每台监视器的屏幕可分成若干个窗口,有系统管理窗口、监控窗口、时钟窗口、报警窗口等。系统管理窗口为系统仿真终端,主要监视计算机系统的任务执行,完成任务启动等系统管理操作。监控窗口为计算机监控系统的主要人机界面,完成各种监控功能。时钟窗口仅显示监控系统日期、实时时钟。报警窗口含有各种类型的报警标志区,当某种报警信号发生时,相应的报警标志闪烁,选择某种标志时,即可调出相应类型的报警语句汇总表。报警窗口还含有一个各类报警语句综合显示区,可显示若干条最新报警语句。

另外,系统还包括下列窗口:

(1) 实时数据库一览表显示窗口,显示实时数据库的状态。全部实时信息采用按LCU单元、信息种类的方式,分组分类存放和显示。

(2) 报警信息汇总窗口,显示实时报警记录及报警历史记录文件。

(3) 各类历史数据检索与查询窗口,显示各类历史数据的表格与曲线。

系统提供丰富的信息筛选过滤器功能,如时间、数据类型、信息名称等,也可采用模糊查询技术,方便地筛选所关心的报警信息。

画面显示有自动和召唤两种方式。自动方式用于事故、故障及过程监视等情形,如水电站发生事故时,系统自动推出主接线图;当进行设备操作时,自动推出相关操作控制画面;当进行开停操作时,自动推出开停机流程监视图。召唤方式为运行人员随机调用。

用户界面主要包括:各类菜单(或索引表);各类电厂电气主结线图;机组开停机等工况转换顺序流程图;机组与油、水、风等主要辅助设备状态模拟图;各类曲线图;各类事件顺序记录及报警记录画面;各类记录日志报表;负荷调节等各类棒图;各类操作指导和事故处理指导画面;各类参数设置画面等。典型的水电厂计算机监控系统的控制画面如图5.2-4所示。

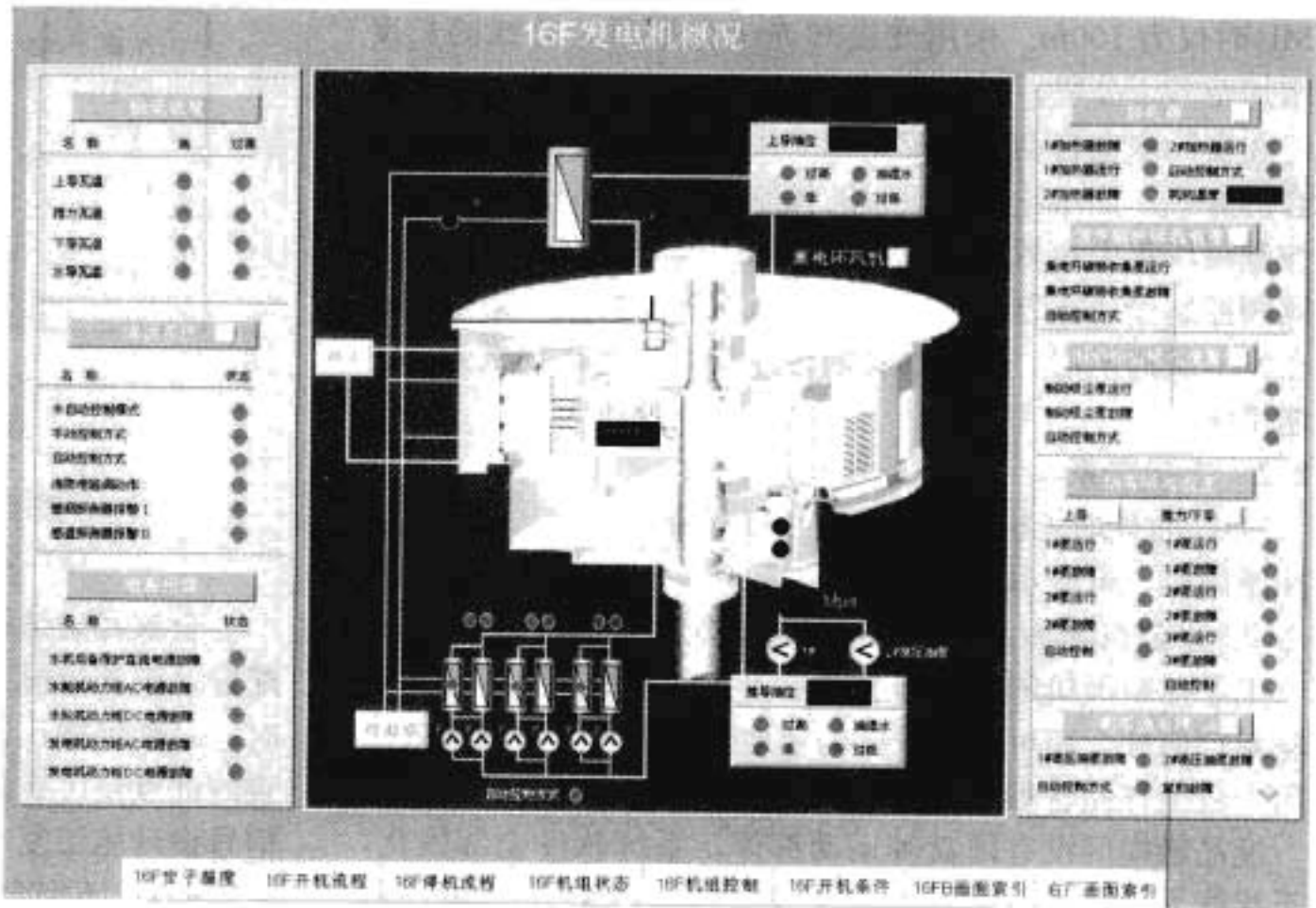


图 5.2-4 典型水电厂计算机监控系统控制画面

4.3 电站设备的指令操作

监控系统允许运行人员对电站设备进行人工操作控制,主要指令操作有:机组启停操作,高压断路器、隔离开关投切操作,厂用电系统断路器投切操作,公用设备、机组辅助设备的启停操作等。调节操作有:机组有功、无功的调节,以及其他参数的整定与修改等。

监控系统应具有完善的防误操作功能,建立防误操作闭锁关系数据库,在执行操作前进行防误操作演算,确保通过计算机系统发出的人工指令或自动功能发出的命令安全可靠。

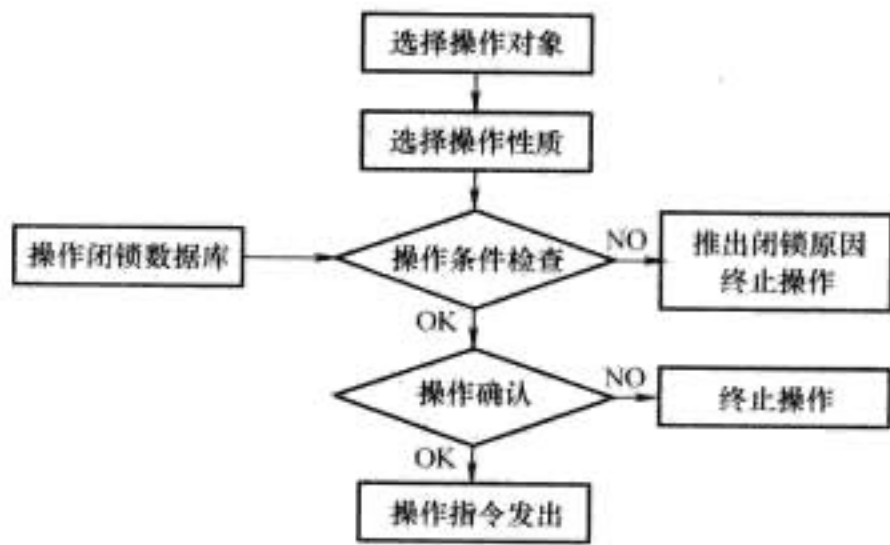


图 5.2-5 监控系统人机对话流程框图

4.4 生产统计与管理

系统可对各类信息进行统计计算,形成生产统计报表。

根据实时采集到的数据进行周期、定时或召唤计算分析,帮助运行人员对电厂设备的运行进行全面监视,如机组温度分析计算,电量分项分时累加,电量峰谷分项累加,耗水量统计计算,主要动力设备运行统计计算,电能质量指标统计。

4.5 报表打印

监控系统应自动完成电厂的运行抄表制表工作,取消电厂的人工抄表。计算机系统随机自动打印记录系统和电站运行的各种操作、事故、故障等各类报警语句,自动生成并自动定时或召唤打印各类报表、全天记录及运行日志等。

由于计算机硬盘容量一般比较大,报表历史数据一般保

留在硬盘上,定期备份转存光盘或其他介质,定时自动打印功能一般已经很少应用,仅保留召唤打印方式。

4.6 On-call 系统

根据数据库的设置情况,当被定义的信号发生变位时,监控系统可自动进行语音报警,启动电话或传呼系统报警。

可对系统数据库进行设置,定义发生某些事故时,监控系统进行语音报警和电话自动报警。若需要电话自动报警时,可顺序设置若干个电话、手机或寻呼机号码。当发生事故或故障时,系统能根据设置情况发出声光、语音报警信息,自动启动电话、传呼或短信息系统进行报警。

系统还提供电话语音及短信息查询功能,当电站无人值班时,On-Call 人员或其他人员可通过电话、手机查询当前电站设备运行情况,系统提供电站运行信息或提供平安信息。

4.7 WEB 信息发布

通过 WEB 信息发布系统,运行管理人员可在任意地点通过计算机联网访问监控系统的 WEB 服务器,浏览查询电站现场设备及系统的运行情况。通过系统授权容许的维护人员,可对系统进行远程维护。

4.8 自动发电控制

自动发电控制(AGC)功能主要根据系统对电站的要求,如调功、调频等运行方式,对系统的频率、稳定极限进行监视,自动进行有关水电站机组启、停控制,机组有功功率自动调整,低频自启动与高周减出力,减轻运行人员的劳动强度,提高电能生产质量,满足新型的电力市场对电力生产单位的电能质量的要求。

4.9 厂内经济运行

水电厂的厂内经济运行(ED)功能根据给定全厂总有功功率(或日负荷曲线)设定值,以全厂发电总耗水量最小为优化准则,计及各种约束条件,确定最佳的开机台数、开停机顺序以及机组间负荷的优化分配,进行机组的自动开停机控制与负荷调节。

具体实施中,经济运行根据机组水头—出力、效率曲线,在当前水头下和负荷条件下,考虑各种约束条件,确定机组的优化组合和负荷的优化分配。优化方式可采用按水位控制、等功率、等开度或等微增率等方式。

应当考虑的约束条件包括:机组特性、机组空蚀区和振动区、系统稳定、水库水位、航道水位变化幅度、发电下泄流量、生态流量、机组停机连续备用时间、机组运行时间、系统变压器中性点接地点数、带厂用电机组优先运行、设定的机组开停机顺序、设定的机组功率限值、设定的全厂有功备用容量等。

4.10 梯级水电厂的经济运行

梯级水电厂的经济运行功能根据给定梯级全厂的总有功功率(或日负荷曲线)设定值,以全梯级发电总耗水量最小为优化准则,计及各种约束条件,确定梯级电站的机组优化组合、开停机顺序以及梯级电站间、机组间的负荷优化分配。

梯级水电厂优化运行除应当考虑单个水电厂的约束条件外,还应考虑梯级电站之间水流流达时间、区间来水、区间水位变化率等因素的影响。

优化计算的方法包括动态规划法、大系统分解协调法、神经元遗传法等。

4.11 自动电压控制

自动电压控制(AVC)功能。根据给定的高压母线电压控制曲线,监视高压母线电压变化,自动调节机组无功功率,使电站母线电压维持在给定的控制范围内。必要时,可调节主变压器的分接头。

4.12 智能辅助运行(CAO)

可将电站的各种运行规程、导则及操作存储在计算机监控系统中,由监控系统进行智能分析判断,提高电站的自动化运行水平,防止误操作。

4.12.1 防误操作系统

有效的防误操作系统应建立完善的误操作闭锁数据库和信号检测手段,可有效防止监控系统发生危害现场设备及人身安全的操作。监控系统在进行现场设备操作时,必须进行防误操作的闭锁演算。防误功能可在仿真培训系统或工程师培训站模拟。系统模拟操作一般包括机组开、停机操作,隔离开关模拟操作,厂用电系统倒闸模拟操作等。

4.12.2 智能操作票系统

在监控系统建立了完备的防误操作数据库系统的基础上,监控系统可以人机交互的方式手工编制操作票,也可调出典型操作票,并对操作票进行模拟操作演算,对多步操作进行分步连续操作演算,判断该操作票正确与否。

4.12.3 运行指导

运行指导可以将电厂重要而又复杂的运行操作条件输入计算机系统,在进行这些实际操作之前,进行当前实际条件下的模拟操作,由计算机完成复杂操作连锁条件的分析判断,可以大大减轻运行人员的劳动强度,提高水电站的安全运行水平。

4.13 培训仿真系统

培训仿真功能可实现在线仿真或离线仿真培训。对运行人员可进行现场设备的操作模拟培训,仿真系统根据运行人员的指令进行实时信息的反馈。

仿真系统一般由过程建模、仿真器、人机联系设备构成。

4.14 事故记录与分析系统

以大型数据存储系统为基础,实时记录电站重要设备运行参数,如模拟量、开关量等,利用各种数学分析工具,如特征值分析、数据比较分析、相关量分析以及数据挖掘技术,对实测数据或历史数据进行分析,及早发现故障原因。

系统通过通信的方式采集由监控系统或其他数据采集系统采集的数据。

4.15 通信

通信是多个智能设备构成有机协调运行系统的重要前提。

监控系统中的通信接口有多种:

(1) 内部设备之间的通信。

内部通信包括主站与现地控制单元之间、现地控制单元与智能装置之间的通信等。内部通信网络层协议采用 TCP/IP,应用层协议一般由制造商自行规定。但越来越多的制造上采用国际标准的规约,如 IEC 60870-5-104 作为内部网络

通信的规约, IEC 60870-5-103 作为与保护装置的通信, 提高了系统的标准化和开放程度。

(2) 监控系统与外部系统的通信。

监控系统与外部的各种系统通信包括: 上级调度、水情测报、火灾报警以及生产管理系统等。与调度系统通信一般采用标准的国际通信规约, 如 IEC 60870-5 系列、DNP 3.0 规约等。与水情测报、火灾报警的通信一般采用 RS-232、RS-485 通信, 规约的实际标准化程度不高。与生产管理信息系统的通信, 可采用 RS-232、局域网或远程网等方式, 可采用双方约定规约方式, 也有采用国际标准规约的情况, 一般视通道条件和通信对方条件而定。

下面简单介绍目前影响比较大的、在我国应用较多的几个国际通信规约标准。

4.15.1 IEC 60870-5 系列规约

IEC 60870-5 系列规约是多个成员国组成的国际性组织制定的关于《遥控设备和系统——第五部分: 通信规约》系列。主要由三大部分组成: ①物理层的选用和数据链层的定义和选用; ②应用层基本功能定义及选用; ③各个典型工业过程的数据及功能定义标准。IEC 60870-5 系列规约文件有:

- IEC 60870-5-1: 1990 年 2 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第一节 传输帧格式
- IEC 60870-5-2: 1992 年 4 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第二节 联结传输步骤
- IEC 60870-5-3: 1992 年 9 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第三节 应用数据通用格式
- IEC 60870-5-4: 1993 年 9 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第四节 应用数据的定义和编码
- IEC 60870-5-5: 1995 年 7 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第五节 基本应用功能
- IEC 60870-5-101: 1995 年 11 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第 101 节 用于基本遥控应用补充标准
- IEC 60870-5-102: 1996 年 6 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第 102 节 用于电力系统总加数据传输的补充标准
- IEC 60870-5-103: 1995 年 2 月遥控设备和系统——第五部分: 通信规约, 第 103 节 用于保护设备通信补充标准

4.15.2 TASE.2 规约

TASE.2 协议 (Telecontrol Application Service Element) 是由国际电工委员会 TC57 委员会制定的应用层网络协议, 如图 5.2-6 所示。

TASE.2 协议的主要概念是关联 (association)、双边协议 (bilateral agreement)、数据值对象 (data value object)、数据集对象 (data set object)、传送集对象 (transfer set object)、控制中心 (control center) 等。TASE.2 协议基于工业自动化系统制造报文规范 (Manufacturing Message Specification, MMS)。TASE.2 协议中对对象及关系的描述均基于 MMS, 具体的网络握手交互过程及报文格式均由底层的协议实现。TASE.2 协议在实现时仅需告诉 MMS 需要传送哪些信息, 以及相应的传送参数。这是 TASE.2 协议与目



图 5.2-6 TASE.2 与底层协议间的关系

前传统的运动传送方法间的本质区别。目前使用的自定义应用层协议通常是基于网络层或传输层, 实现时不仅需要考虑网络连接的维护, 也必须处理具体的报文格式和高低字节等问题。而且绝大多数自定义应用层协议未考虑异构的硬软件环境之间的互联, 因而只能适合于少数 EMS 之间的通信。

目前 TASE.2 协议已在国际上得到广泛承认, 我国也已经将其定为国家标准。

4.15.3 DNP 3.0 规约

DNP3.0 是美国 IEEE 的电力工程协会 (PES) 在 IEC 的基础上制定的美国国家标准。实际上 DNP 仅仅是物理层和数据链路层参照了 IEC 60870-5, 应用层则完全与 IEC 60870-5 不同。1993 年 DNP 发表的标准文件包括: DNP 3.0 的数据链路层, DNP 3.0 的传输层, DNP 3.0 的应用层, DNP 3.0 的应用数据格式库。

在 1995 年, 鉴于 DNP 3.0 的功能庞大, 在现有设备上实现全部 DNP 3.0 的功能很难, 必要性也不大, DNP 用户协会将 DNP 3.0 的功能分为 3 个子集, 出版了 DNP 3.0 子集定义。

4.16 数据库与数据管理

监控系统实时数据库为网络型分布式数据库, 所有数据共享都通过网络服务实现。系统的数据库管理机保留完整的系统实时数据库和历史数据库, 其他各点一般只保留完整的实时数据库。

4.17 系统授权管理

监控系统一般应设有多级优先权, 根据不同的用户如系统管理员、运行操作员、一般监视人员进行授权管理, 有利于追踪分析操作的责任人, 防止未经授权的人员进行非法操作, 提高系统的安全性, 如运行操作员具有对现场设备的操作控制权。不同的用户只能在自己的授权范围内完成有关操作。系统管理员可进行系统授权管理。

4.18 系统自诊断与自恢复

视可靠性要求, 系统可配有冗余的数据库管理机、操作员工作站及冗余的网络系统, 互为备用。系统进行自检、互检。检测结果形成检测报告, 并将异常情况报警通知运行人员。计算机系统可对某些异常情况进行自恢复或冗余部件切换处理。切换可自动进行, 也可手动进行。

5 现地控制单元功能

5.1 数据采集与处理

现地控制单元周期定时扫描采集各类数据, 更新数据

库。对模拟量进行数值越限检查和梯度越限检查,发生越限时进行报警。数据采集硬件模块有 LED 状态指示。

5.2 人机联系

每台 LCU 还配备人机接口触媒屏,具有液晶显示屏、操作按钮等现地人机联系手段,实现 LCU 的现地监控功能。液晶显示屏可显示时钟、各类设备运行状态及运行参数的画面、趋势曲线、有关报警信息、操作过程信息等。可进行测点的投退、限值修改等操作。

LCU 调试时可接便携式 PC 机。

各现地控制设备还应设有灯光和声响报警设备。

5.3 控制与调节

各 LCU 根据具体功能要求,可实现有关控制功能,如开停机、断路器分合操作、同期装置投切、闸门开/闭控制、设备运行方式的转换等。

调节功能主要包括机组的有功功率、无功功率调节,闸门开度的控制与调节等。

为了防止误操作,控制系统的所有控制操作应均有可靠的安全闭锁措施。

5.4 水力机械保护

机组现地控制盘应设置独立于监控系统的水力机械事故停机和紧急事故停机的常规设备及电气回路,并安装带保护罩的事故停机和紧急事故停机按钮各一个。当发生机组水力机械事故或紧急事故停机时,自动或手动停机。

5.5 通信功能

现地控制系统应配置通信模块,实现与有关智能设备的通信,主要包括微机励磁系统、微机调速器、各类继电保护装置、辅机控制系统等。另外,现地控制系统还应有与便携式调试工作站通信的接口。

通信接口可采用各类现场总线、以太网、RS 232 或 RS 485 等。

5.6 自诊断功能

LCU 具有自诊断功能,对 LCU 的硬件及软件进行在线或离线诊断,如 CPU、内存、通信控制器与通信端口、电源、I/O 模块等,I/O 故障诊断可定位到点。在线诊断发现故障时应报警,并根据需要进行系统的自恢复处理、报警处理、闭锁控制输出。

对于冗余模块,发现故障时,可自动进行硬件切换处理。

6 软件

计算机监控系统软件一般包括四大部分,即计算机系统软件、基本软件、应用软件以及工具软件,如图 5.2-7 所示。

6.1 系统软件

系统软件是随计算机硬件设备一同购入的由系统软件生产厂商提供的软件,用以提供监控系统其他软件运行的环境、用户软件的开发手段,如用户程序的编辑、编译、连接、任务的插入、运行、退出等。

6.1.1 操作系统

6.1.1.1 Unix 操作系统



图 5.2-7 计算机监控系统软件的构成示例

Unix 操作系统是一种强大的多任务、多用户操作系统。早在 20 世纪 60 年代末,AT&T Bell 实验室的研究人员为了满足研究环境的需要,结合多路存取计算机系统研究项目的诸多特点,开发出了 Unix 操作系统。至今,Unix 本身固有的可移植性使它能够用于任何类型的计算机——微机、工作站、小型机、多处理机和大型机等。

Unix 是主要使用命令操作、极具灵活性的操作系统,目前的产品主要有 IBM-AIX、SUN-Solaris、HP-UNIX 等。Unix 操作系统通常被分成三个主要部分:内核(Kernel)、Shell 和文件系统。

内核是 Unix 操作系统的核心,直接控制着计算机的各种资源,能有效地管理硬件设备、内存空间和进程等,使得用户程序不受错综复杂的硬件事件细节的影响。

Shell 是 Unix 内核与用户之间的接口,是 Unix 的命令解释器。目前常见的 Shell 有 Bourne Shell (sh)、Korn Shell (ksh)、C Shell (csh) 等。

文件系统是指对存储在存储设备(如硬盘)中的文件所进行的组织管理,通常是按照目录层次的方式进行组织。每个目录可以包括多个子目录以及文件,系统以 / 为根目录。常见的目录有 /etc (常用于存放系统配置及管理文件)、/dev (常用于存放外围设备文件)、/usr (常用于存放与用户相关的文件)等。

目前,UNIX 作为操作系统的开放标准,不仅具有良好的开放性、实时性和稳定性,很少受到病毒的侵扰,而且具有以下特点:①多线进程控制;②内存影射文件;③逻辑卷管理;④共享程序库;⑤NFS 网络文件服务系统;⑥虚拟内存管理,实时支持功能;⑦多种多任务调度模式:Time-sharing 分时多任务调度,FIFO 先进先出实时多任务调度,Round-Robin 实时多任务调度;⑧40 级分时优先级,64 级实时优先级;⑨强化 I/O 管理;⑩高可靠性;⑪C2 级安全保密性。

6.1.1.2 Windows 操作系统

Windows 操作系统是图形界面操作系统的代表,由美国微软公司推出。它以窗口为基本操作背景,只需用鼠标点击窗口中的图标、按钮和菜单项等就可以方便地完成所需要的操作。自 1995 年一个划时代的 Windows 操作系统——Windows95 诞生以来,微软公司不断推陈出新,先后又发布了 Windows NT4.0、Windows98、Windows2000 和 Windows XP 等操作系统。目前微型计算机上安装的主要是 Windows98、Windows2000 和 Windows XP 等较新的系统。这些系统都提供强大的网络连接能力、全图形界面,易于操作,并提供了大量功能完善的管理工具,成为了微型计算机配置的主流系统。

6.1.1.3 操作系统的选择

Unix 和 Windows 是目前常用的两种操作系统,两者的特点及应用情况对比见表 5.2-2。

表 5.2-2 两种操作系统对比

	UNIX	Windows
系统成熟性	好	较好
系统稳定性	好	一般
系统开放性	符合开放标准	已成为视同标准
系统安全性	好	有安全漏洞
系统实时性	高，系统性能指标比较协调	不乏个别性能指标很高
应用软件数量	较少	多
汉化及国际语言	好	好
应用领域	大型高可靠性实时控制系统	小型应用，办公
网络互联性	好	好
发展	慢	迅速
系统数量	相对较少	多
病毒	很少	多
投资	相对较高	低
水电工程应用	大型工程，关键设备	中小型工程

根据上述情况，Unix 系统一般多用于大型水电站控制系统的关键设备，如服务器、操作员站、工程师站、通信服务器等，Windows 多用于厂内通信服务器、语音报警服务器、打印服务器、报表工作站等。由于 Windows 系统的计算机设备价格低廉，小型水电厂监控系统的设备一般全部选用 Windows 系统。

由于 Windows 系统平台下的应用软件迅猛发展，如 IE、Excel 等，给用户提供了极大的便利，进一步推动了 Windows 系统的应用范围不断扩大，大有 Windows 一统天下的趋势，但 Unix 系统在高端、高可靠性、关键应用领域仍然起主导作用。

6.1.2 数据库

监控系统一般设计有高性能的实时数据库。对于历史数据管理，一般采用大型商业数据库系统。目前国内电力行业采用较多的商业数据库系统有 Oracle 等。微软公司的 SQL Server 在小型控制系统也有应用。

Oracle 系统支持多平台运行，组件功能全，结构体系先进，性能优异，是大型水电厂历史数据管理的优先选择。

SQL Server 系统管理先进，支持 Windows 图形化管理工具，支持本地和远程的系统管理和配置。与 Internet 的紧密集成和开放的系统结构，为广大的用户、开发人员和系统集成商提供了一个出众的数据库平台，性能价格比高，比较适合中小型水电厂。

6.2 基本应用软件

基本软件是实现监控系统基本监控功能所必需的软件，如数据采集、数据处理、数据库管理、图形显示与人机联系、报表生成、语音报警、通信等软件。

6.3 高级应用软件

应用软件是实现生产过程操作或控制功能的软件，如 AGC、AVC 等。随着电站特性的不同、功能要求的差异，应用软件的差别很大，一般需特殊处理。工具软件是提高系统开发效率的软件，它可以减轻软件开发与维护的强度，提高系统的可维性，使开放系统真正地向用户开放。

6.4 开发支持软件

在修改或扩充系统功能时，为了避免用户修改源程序级的程序代码，监控系统应提供包括交互图形与报表开发系统、数据工程工具软件、综合计算工具软件、控制闭锁工具软件以及其他必要的开发支持工具软件。一方面提高系统开发集成效率和质量，减轻系统开发与维护强度；另一方面为最终用户提供系统二次开发及维护手段，提高系统的可靠性与可维护性，使开放系统真正地向最终用户开放。主要开发支持软件及其之间的关系如图 5.2-8 所示。

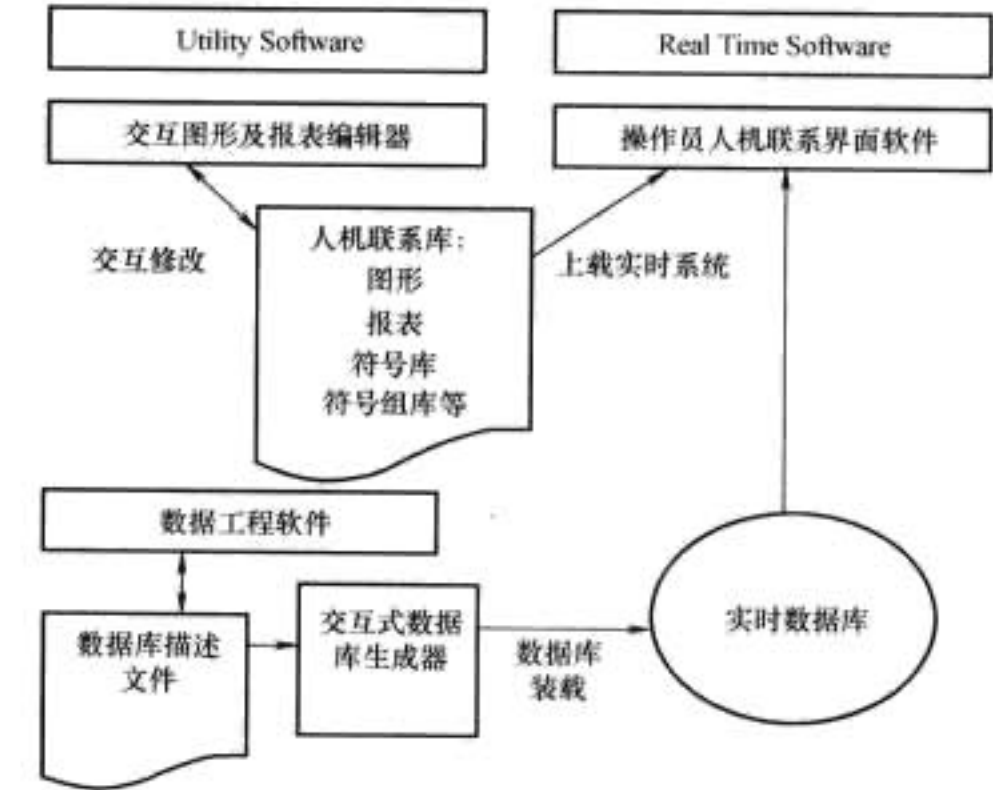


图 5.2-8 计算机监控系统集成开发环境示意图

6.4.1 图形与人机联系开发工具软件

图形与报表开发工具可以使不熟悉计算机软件编程的应用工程师开发自己所需的监视画面、控制流程、人机联系、报表等内容。软件全鼠标驱动，下拉式菜单、弹出式菜单控制，汉化界面，面向目标操作，所见即所得，直观易学，十分方便。

软件一般应具有背景画面制作、报表生成、动态画面制作、动画制作、符号制作、控制菜单制作、符号组编辑、字符组编辑、颜色组编辑、动态数据连接、动态测试、自动连锁与闭锁等功能。系统还提供水电厂计算机监控系统常用设备的特征符号、符号组等。

背景画面制作功能包括：直线、折线、矩形、圆、多边形、弧、字符（包括汉字）、符号以及其他常用格式的图形如 GIF 等。

编辑功能包括图形选取、移动、删除、拷贝、存储、另存、变形、改变前景或背景颜色、改变填充方式、改变字

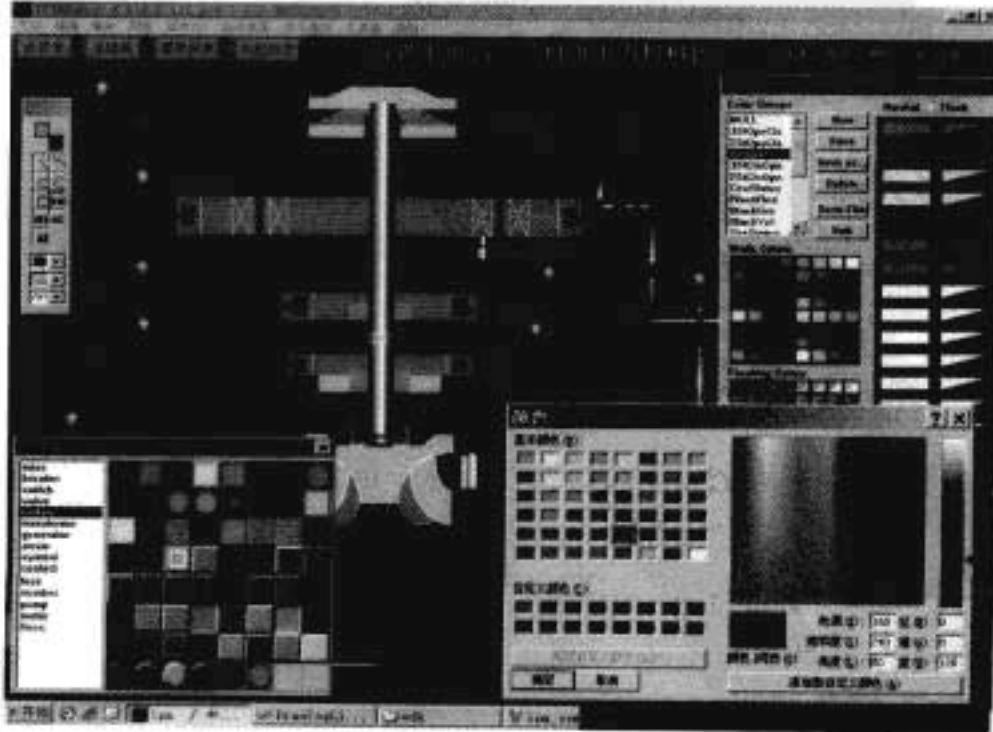


图 5.2-9 交互式图形与人机联系软件的界面

体、改变多边形(折线)形状、层次定义、放大、缩小、分层显示与细节显示、漫游、导航等。

软件还应具备动画制作功能,方便直观地表示发电机等设备的旋转、水流的流动、水位的波动、闸门的升降变化等。

图形画面也可通过IE网络浏览的方式访问。

图5.2-9显示某图形开发工具软件的界面。

6.4.2 系统用户化数据工程软件

数据工程软件可以完成全系统的用户化(customized)工作,具有一般编辑软件的修改、拷贝等功能,简化系统集

成的难度,提高系统集成开发效率。

数据工程软件的主要功能包括:定义系统硬件结构以及功能软件配置;建立、配置、修改数据库,描述数据库各种数据点属性,定义并生成系统实时数据库;根据系统现场运行情况,增减设备、增减I/O点,改变某一点的属性,或修改数据库文件;定义各种四则运算和逻辑运算及计算周期,完成简单的统计计算功能;定义操作闭锁逻辑关系数据库;定义系统语音库等。

典型的数据工程软件界面如图5.2-10所示。

点地址	逻辑名	汉字名	上限值	下限值	上上限值	下下限值	上复限值	下复限值	高区值	转换系数
1	AVG_MVAR	发电机无功功率	35.000	-20.000	35.000	-35.000	35.000	-35.000	1.000	1.000
2	EX_V	发电机定子电压	10.500	0	10.500	0	10.500	0	1.000	1.000
3	IA	发电机定子A相电流	2.920	0	2.920	0	2.920	0	1.000	1.000
4	IB	发电机定子B相电流	2.920	0	2.920	0	2.920	0	1.000	1.000
5	IC	发电机定子C相电流	2.920	0	2.920	0	2.920	0	1.000	1.000
6	IZ	发电机转子电流	1.150	0	1.150	0	1.150	0	1.000	1.000
7	V_ZZ	发电机转子电压	269.000	0	269.000	0	269.000	0	1.000	1.000
8	I_DZD	发电机励磁电流	600.000	0	600.000	0	1025.000	0	1.000	1.000
9	BY_9	发电机励磁备用9	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
10	BY_10	发电机励磁备用10	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
11	BY_11	发电机励磁备用11	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
12	BY_12	发电机励磁备用12	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
13	BY_13	发电机励磁备用13	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
14	BY_14	发电机励磁备用14	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
15	BY_15	发电机励磁备用15	288.000	225.000	325.000	200.000	268.000	238.000	1.000	1.000
16	WVK_5V	发电机励磁调光电压	0.600	0	0.600	0	0.600	0	1.000	1.000
17	KLK_5V	发电机空冷器水压	0.600	0	0.600	0	0.600	0	1.000	1.000
18	SD_5V	发电机冷却水压	0.200	0.050	0.350	0.050	0.200	0.050	1.000	1.000
19	SD_5V	发电机上导水压	0.200	0.050	0.350	0.050	0.200	0.050	1.000	1.000

图5.2-10 监控系统数据工程软件界面示例

6.4.3 报表生成与管理

报表生成系统软件提供一个报表系统的开发平台,以及报表历史信息查询和管理平台。一般可支持C/S和B/S模式。对于B/S模式,客户端可直接使用IE或Netscape等浏览报表。对于C/S模式,一般适用于局域网用户,客户端可分别配置不同功能的瘦客户端软件。

报表生成与管理一般以Microsoft Excel自动化技术、OleDb数据库访问技术以及XML技术为基础构成,具有良好用户界面,完全兼容Excel电子表格和XML文档。

6.4.4 APIlib应用扩充接口函数库

为了方便系统功能扩充以及应用程序接入,监控系统还应提供通用的应用程序扩充接口函数库。应用开发程序员在开发自己的应用程序时,可通过调用该子程序库的函数,实现对系统实时数据库的连接、读或写访问。

6.4.5 可编程工具软件

根据生产过程需要及选用的控制器,系统应提供符合IEC 61131-3编程语言标准的一种或五种编程语言,可以进行各种功能编辑。这五种语言是:

(1) 顺序功能流程图(Sequential Function Chart):提供全部的结构并协调面向批处理的过程和机器控制应用。

(2) 功能块图(Function Block Diagram):特别适合过程控制应用。

(3) 梯形图(Ladder Diagram):离散控制和互锁逻辑控制性能卓越。

(4) 结构式文本(Structure Text):高级语言,对于复杂的算法和数据处理是一种极佳的解决方案。

(5) 指令表(Instruction List):低级语言,用于优化代码的性能。

7 系统性能指标(Index of system performance)

本节简单地列举水电厂计算机监控系统的有关性能指标,以供参考。所列的性能指标有高有低,可根据电站装机、机组容量、电站在系统中的地位等因素考虑。

7.1 实时性

7.1.1 数据采集

不同信息采集周期见表5.2-3。

表5.2-3 数据采集周期一览表

信号类型	单位	小型	中型	大型
电气模拟量采集周期	s	≤2	≤2	≤1
温度量采集周期	s	<10	<10	<5
非电气模拟量采集周期	s	<5	<2	<1
SOE数字量采集分辨率	ms	<10	<5	<1
脉冲量采集周期(连续无延迟脉冲计数累加)	s	<2	<1	<1
数字量采集周期	s	<1	<1	<1

7.1.2 控制响应时间

(1) 从厂站控制命令发出到执行机构执行该命令的时间:≤1~2s

(2) 自动发电控制执行周期:≤2~30s

(3) 自动电压控制执行周期:≤5~30s

(4) 低频自启动执行时间(调相改发电工况):<8s

(5) 有功功率联合控制与调节:3s~3min可调

(6) 无功功率联合控制与调节:3s~3min可调

7.1.3 人机接口响应时间

(1) 调用新画面的响应时间:<1~2s

(2) 已显示画面上的数据动态刷新:<1~2s

(3) 操作员指令发出至控制单元回答显示的时间:<2~3s

(4) 报警或事件产生到画面字符显示和发出语音的时间:≤1~2s

(5) 主机数据库响应所有LCU变化数据的时间:≤1~2s

7.1.4 GPS标准时钟同步时间精度

≤1ms

7.2 可靠性 (Reliability)

平均故障间隔时间 (Mean Time Between Failure):

主机和工作站: >30 000h

现地控制单元: >30 000h

7.3 可维修性 (Maintainability)

设备平均故障排除时间: <0.5h

7.4 可用率 (Availability)

系统利用率: >99.5%~99.95%

7.5 可扩展性 (Expandability)

(1) 网络通过简单连接即能达到扩充, 网络负载率: <35%。

(2) 系统内设备、部件采用同一型号机器。

(3) I/O 备用点不少于使用点的 20%。

(4) CPU 最高负载率: <40%。

(5) 主存容量余度: >40%。

(6) 网络通信负载率: <30%。

8 典型系统与应用实例

8.1 多层分布开放系统——三峡右岸电站计算机监控系统

8.1.1 工程概况

三峡工程是具有防洪、发电、航运等综合效益多目标开发的大型水利枢纽工程, 其大坝位于宜昌市三斗坪镇, 距下游葛洲坝枢纽约 40km。

三峡电站由坝后式电站和地下电站组成, 其中坝后式电站分为左岸、右岸两个电站, 各装机 14 台和 12 台, 单机容量 777.8MW, 地下电站位于右岸电站右侧的山体内, 距右岸电站厂房最近点距离约 100m, 装机 6 台, 单机容量与坝后式电站相同。左岸 14 台机组于 2005 年 10 月已全部建成发电, 右岸首台机组于 2007 年 6 月投运, 最后一台机组已于 2008 年 10 月投产发电。右岸 500kV 母线设分段断路器, 将右岸电站分为右一、右二两厂, 正常情况下, 两厂各自独立运行。右岸开关站与左岸开关站之间无电气联系。控制室设在右岸, 考虑左岸控制室统一控制。

三峡电站单机容量大, 机组台数多, 在全国跨大区联网的电力系统中处于核心地位, 重要性十分突出, 右岸电站是三峡电站的重要组成部分, 要求控制系统不仅要有非常高的可靠性, 确保电站的安全可靠运行, 并应考虑工程实施时间跨度大、不同的设备制造厂家及进度、现场机组投产施工期的灵活性、良好的可扩展性和可维护性, 保证电站建设期向稳定运行期平稳过渡。

8.1.2 系统设计原则

根据以往工作经验, 以及三峡左岸电站监控系统的应用情况, 三峡右岸电站监控系统应遵循下列设计原则:

(1) 由于三峡电站规模巨大, 机组台数多, 必须提高生产运行的自动化水平, 减轻运行人员的劳动强度。根据目前我国水电厂“无人值班”(少人值守)工作的经验和水平, 右岸电站应按照“无人值班”(少人值守)的原则设计, 发电初期按“无人值班”(少人值守)方式运行, 为逐步过渡到无人值班的运行方式创造条件。

(2) 右岸电站采用全计算机监控方式。中控室不设常规的集中控制设备, 采用计算机作为唯一的监控设备; LCU 取消常规布线逻辑回路, 由具有冗余设计的计算机设备执行监控。

(3) 右岸电站监控系统应考虑足够的硬件和性能扩展空间, 满足三峡电站后续建设系统总体设计一次完成到位、分期实施的要求, 不同阶段设备之间有明确的分界面。

(4) 系统硬件配置先进合理, 主站、网络及控制器的性能协调一致, 具有良好的可扩展性和可变性, 并具有一定的先进性。具有足够的安全冗余度, 一般环节均按双重冗余配置, 个别重要环节可进一步提高冗余度。

(5) 系统功能软件配置完善, 厂站控制层与现地 LCU 之间、主站各节点之间功能分配合理, 使系统负荷分配比较均衡, 系统总体性能最佳。

(6) 控制网络应速度快, 可靠性高, 施工方便, 便于后续机组接入, 机组之间相互干扰少。

(7) 在确保系统安全、可靠的条件下, 采用先进成熟的技术和系统, 具有良好的经济性。

(8) 系统具有良好的开放性、可维护性和可扩展性。

(9) LCU 尽可能采用现场总线及远程测控单元。

(10) 加强现地层控制功能, 提高现地层可靠性。

(11) 尽可能地少用或不用变送器, 以提高测量的精确度。

(12) 中央控制室模拟屏开关量信息直接由监控系统提供。

8.1.3 系统总体结构

三峡右岸电站计算机监控系统主要设备包括 2 套数据服务器、1 套共享磁盘阵列及外围设备、5 套三屏操作员站、4 套数据采集服务器、1 套培训站、2 套应用程序站、2 套调度网关、1 套生产信息查询服务器及数据服务器、1 套设备状态监测趋势分析服务器、3 台移动工作站、1 套工程师站、2 套厂内通信站、1 套语音报警站、1 套外设服务器及外设、2 套监测终端、1 套 GPS 时钟、1 套模拟屏驱动装置、2 套控制网网络设备、2 套信息网网络设备、1 套生产信息查询系统网络设备、12 套机组 LCU、2 套开关站 LCU、2 套厂用电 LCU、1 套辅助设备 LCU 以及 1 套大屏幕系统, 如图 5.2-11 所示。

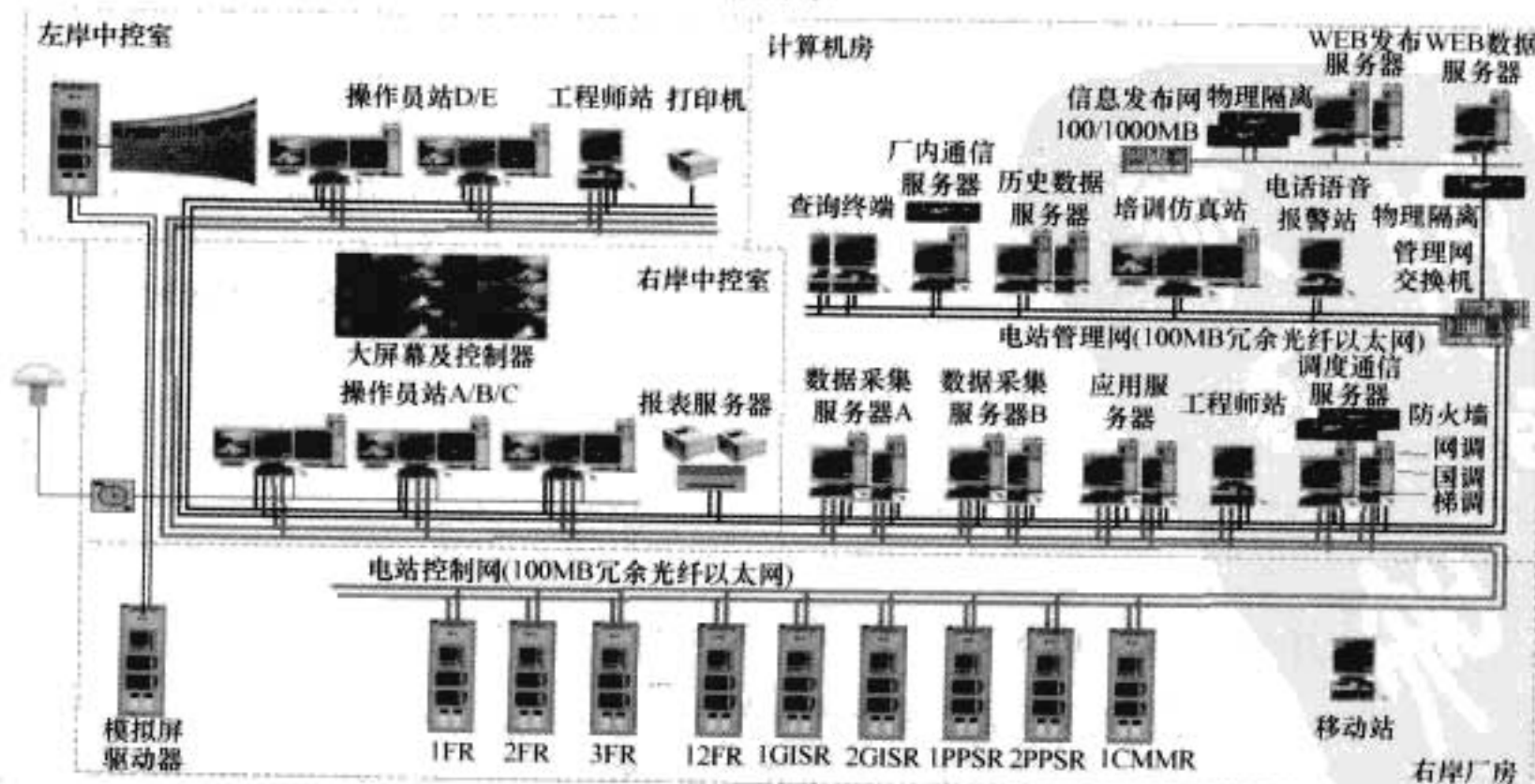


图 5.2-11 三峡右岸电站计算机监控系统总体结构图

8.1.3.1 分层

根据三峡右岸电站的实际情况和分层分布的基本原则,右岸电站监控系统的上述设备,采用三网四层的全冗余分层分布开放系统总体结构。

(1) 三网即厂站控制网、厂站管理网和信息发布网三个网络。采用网络分层结构,使不同性质的信息分类在不同的网络通道上传输,避免相互之间的干扰,确保系统控制的实时性、安全性和可靠性。

厂站控制网主要连接现地控制层和厂站控制层有关设备,选用赫斯曼 MACH3002 千兆级主干工业以太网交换机。与现场实时监控有关的信息主要由厂站控制网传输,如 LCU 上行信息和控制命令等。主交换机端口到各 LCU 的交换机通过光纤直接连接,各 LCU 呈星形分布。星形网具有网络速度快、现场光纤敷设施工简单等优点,双重冗余的光纤网络具有很高的可靠性,可以满足特大型水电站对自动化系统实时性、可靠性及可维护性的要求。

厂站管理网由双冗余热备交换机构成,选用 Cisco® Catalyst® 4503 主干网络交换机,主要连接厂站控制层和厂站管理层有关设备,与生产管理特别是历史数据管理有关的信息主要由厂站管理网传输,如后台数据处理信息、历史数据备份操作、报表打印数据等,采用光纤或双绞线星形连接。

信息发布网主要连接信息发布层有关设备,采用 CISCO 3550 100M 网络交换机,信息发布层通过网络安全设备与厂站管理层网络连接。

另外对于 LCU 内部,则根据具体需要和选择的设备情况,灵活采用现场总线技术,如 Profibus-DP、S908、MB+、RS485 等。

(2) 四层即现地控制层、厂站控制层、厂站管理层和信息发布层四层设备。四个层次的功能各有侧重,相互协调配合,完成电站计算机监控系统的全部功能。

现地控制层由各有关设备的现地控制单元构成,完成指定设备的现地监控任务。主要由施耐德 Unity Quantum 可编程控制器、工控机及 Proface 触摸屏、ABB SYNCHRO-TACT 5 系列同期装置、Bitronics 交流采样、变送器等构成。工控机既可作为现地监视窗口,又可作为现地操作控制台。Unity Quantum 可编程控制器的两个 32 位 586 CPU 互为热备,可无扰动自动实现主备切换, I/O 支持带电插拔,智能化 SOE 模块分辨率为 1ms, MB+ 总线的通信能力也比较强,全部温度量由 PLC 的 RTD 模块采集, I/O 端子采用 CableFast 快速布线系统。

厂站控制层完成全厂设备的实时信息采集处理、监视与控制任务,由数据采集服务器、操作员站、应用服务器、厂内通信服务器及调度网关服务器等构成。硬件选用 Sun Fire 440 服务器或 Sun Blade 2500 工作站,安装有冗余分布的 H9000/RTDB 实时数据库系统,确保系统实时性。

厂站管理层完成全厂设备运行信息管理和整理任务,由历史数据服务器、培训仿真站、语音报警服务器及报表打印服务器等构成。硬件选用 Sun Fire 490 服务器及共享磁盘阵列或 Sun Blade 2500 工作站,安装由 Oracle 关系数据库系统构成的 H9000/HistA 历史数据管理系统。

厂站信息层完成有关信息的发布与查询工作,由设备状态监测趋势分析服务器、WEB 浏览服务器、浏览数据服务器及浏览终端等设备构成,采用 B/S 结构的 H9000/VOX 信息浏览与发布系统软件。

8.1.3.2 分布

整个监控系统的功能分布在不同层次的不同设备之中,

各设备协调配合,完成全厂监控功能。具体功能分布情况如下:

(1) 现地控制层各 LCU 按被控对象单元分布,如机组现地控制单元、开关站控制单元、厂用电控制单元及公用系统控制单元等,各控制单元完成其被控设备的数据采集、监视及控制功能。

(2) 主站的监控功能分布在电站控制层及电站管理层各设备中。如数据采集服务器主要完成数据采集与处理任务,数据管理服务器完成实时数据库的管理,操作员站主要完成系统监控的人机联系功能,历史数据管理服务器完成历史数据管理任务,等等。

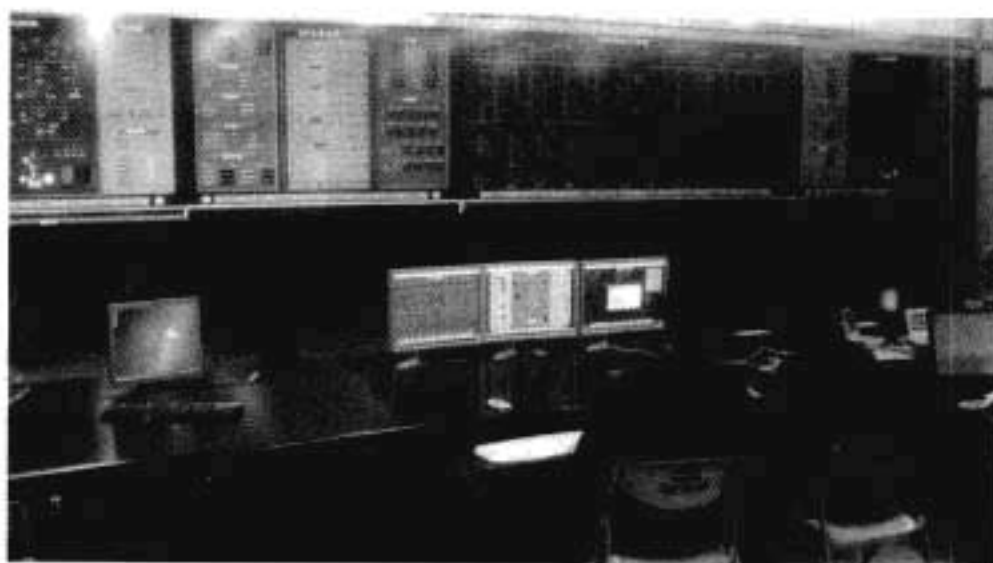


图 5.2-12 现代化的三峡右岸电站中央控制室

(3) 由于三峡右岸机组多,数据采集与处理任务特别繁重,因此根据三峡右岸实际情况,右岸监控系统设两套数据采集服务器,即右一、右二数据采集服务器。今后还将根据需要,设其他数据采集服务器。

(4) 全厂实时数据库分布在计算机节点中,各现地单元数据库分布在各个 LCU 中,系统各功能分布在系统的各个节点上,每个节点执行指定的任务。

(5) 网络设备分为电站控制网、电站管理网和信息发布网,也是为了均衡网络负荷,确保控制的实时性和可靠性。

(6) 通过功能的合理分布,确保系统各节点的负荷率满足设计的要求,同时任何局部设备的故障,不影响系统其余部分功能的正常运行。

(7) 采用分层分布式时钟系统,每台 LCU 配置一台二级时钟,由主 GPS 时钟实现对二级钟的对时。

8.1.3.3 冗余措施

为了确保监控系统安全可靠运行,监控系统各环节采用各种有效的冗余措施,提高系统的可靠性。主要冗余措施包括:

(1) 主站各节点设备采用双机热备冗余配置,如数据采集服务器(包括右一、右二)、数据管理服务器、操作员站、历史数据管理服务器、高级应用服务器、厂内通信服务器、调度通信服务器以及 GPS 时钟等。冗余配置的双机系统同时运行相同的任务,备机一般不输出任何数据,互相检测,相互备用,当检测发现主机故障时,根据具体情况,备机可自动升为主机运行。

(2) 电站控制网及电站管理网均采用双网冗余结构,两个网同时工作,相互备用。

(3) 现地控制单元的各环节也均考虑采用冗余措施,如双 CPU、双现场总线、双电源、双采样电源。重要的 I/O 信号也采用冗余措施。同期装置采用自动准同期,同时手动准同期备用。

(4) 主站电源采用双机热备配置,无扰动切换。

(5) 右岸开关站两套 LCU 之间通过现场总线互联,实现信息共享及交换。

(6) 为确保 LCU 可靠运行, 采用 POWER ONE 公司生产的 CONVERT 作为控制器, I/O 的工作电源可采用 AC 220V 或 DC 220V 输入。当 I/O 与控制器距离较远时, 在各 I/O 处均独立设置 CONVERT 电源。PLC 均采用双电源模块供电。

8.1.4 系统结构的特点

系统总体设计考虑的重点是系统的可靠性和实时性, 按以“计算机监控为主、简化常规设备控制为辅”的为设计原则, 为实现“无人值班”(少人值守) 创造条件。

系统在硬件方案的选择方面, 充分考虑了目前水电站计算机监控技术的发展现状, 注意吸取其他水电站监控系统运行中发现的不足之处, 并采取有效的解决措施。本方案在系统总体结构方面有下列特点:

(1) 系统总体设计一次到位, 根据现场进度分期施工, 与后续工程之间有明显的分界面。

(2) 高可靠性冗余设计:

1) 除可编程控制器的 I/O 模块外, 监控系统全部重要设备基本上均采用了冗余技术, 如数据服务器、操作员站、网络设备、各类电源、PLC 的 CPU、电源、总线等, 确保系统高可靠性。

2) 系统中全部冗余设备的检测及切换由软件自动或手动完成, 不设硬件切换装置, 减少系统新的硬件故障点, 进一步提高了系统总体的可靠性。

(3) 先进可靠的网络系统设计:

1) 系统网络采用电站控制网与信息网分离的模式, 重要控制设备与控制网连接, 管理辅助设备与信息网连接, 避免了管理信息对控制网络的影响, 确保系统控制功能的实时性、安全性和可靠性。

2) 电站控制网主干网采用双冗余 1000MB 环光纤以太网结构, 避免了单纯的环形以太网设备节点多、传输时延长的缺点, 使系统网络具有很好的可靠性和实时性。

3) 主要设备直接接入控制主干网, 如全部计算机工作站及 LCU 的可编程序控制器, 速率 100Mbit/s, 可获得高速通信能力和资源共享能力。

(4) 分层分布的系统结构, 系统功能分布, 某个设备故障只影响系统的局部功能。主控级发生故障, 各 LCU 可独立运行, 不会因主控级发生故障或其他 LCU 的故障而影响本 LCU 的监控功能。

(5) 系统负荷的合理分布。系统的功能在主站与 LCU 之间、主站各节点之间、LCU 的各模块之间合理分配, 通信负荷在不同网络、不同节点之间合理分布。

(6) 系统采用模块化、结构化的设计, 留有硬件及功能软件的扩充接口和容量。

(7) 监控系统具有对外通信能力和接口, 安全措施符合有关的自动化系统最新安全规范。

(8) 系统硬件设备型号尽量一致, 避免了由于硬件种类过多带来的互换性差、备品备件困难等缺点。

8.2 H9000 V4.0 计算机监控系统

H9000 V4.0 系统是针对三峡等巨型机组特大型电站需求而开发的新一代多层分布开放计算机监控系统, 系统具有良好的可靠性、可变性、可扩充性和可移植性, 支持异型机互联, 已在三峡右岸、四川瀑布沟、安康等 40 多个水利水电工程获得成功应用。

8.2.1 系统总体结构

H9000 系列计算机监控系统是一个面向水利水电应用

的分布开放控制系统, 采用面向网络的分布式结构, 具有良好的扩充性, 可根据用户的需要, 灵活配置。

考虑到电站监控系统与梯级集控中心系统的兼容问题, H9000 V4.0 系统在信息地址编码设计中考虑了电站级的地址编码。

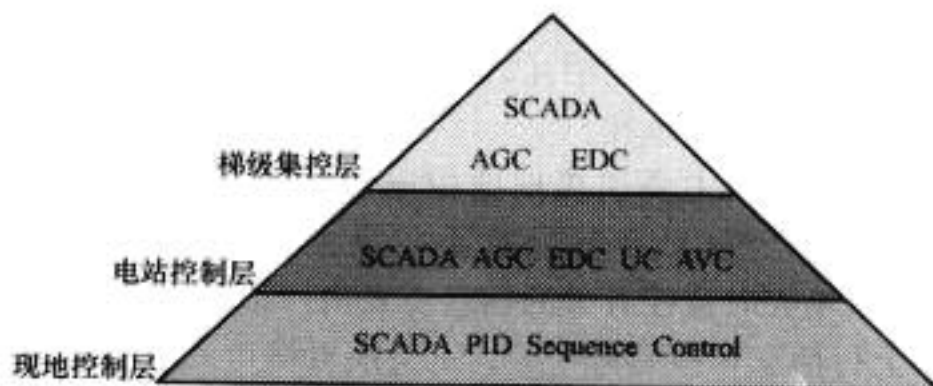


图 5.2-13 H9000 系统的分层结构示意图

在具体的系统设计和功能配置方面, H9000 系统一般分为电站控制层和现地控制层两层。对于梯级水电站的远方集控系统, 则可再设一个梯级集控层, 如图 5.2-13 所示。

8.2.1.1 电站控制层结构

根据系统可靠性或功能要求, 电站控制层可配置一至两台数据库服务器, 完成系统的应用计算与历史数据库管理工作, 一至多台人机联系工作站, 实现生产过程的监视与控制, 实现对电站的自动管理。系统设有若干台通信服务器, 负责本系统同其他系统的通信, 如网调、省调、水情测报系统, 以及电厂内部的其他智能数据采集功能装置等。电站控制层还可选配事故语音报警装置, 可同电话系统、传呼系统联网, 作为水电站“无人值班”(少人值守) 自动化系统的必备选件。另外, 还可设置工程师工作站、培训仿真工作站、厂长终端等。

对于特大型电站, 一般设置独立的历史数据库服务器, 配有共享磁盘阵列, 以及独立的数据采集服务器、应用服务器、通信服务器等, 采用双冗余配置。当机组台数较多时, 可适当多配置一台或若干台操作员工作站。

根据用户要求, 系统还可配制大屏幕投影系统、大屏幕电子显示屏或模拟屏。

电站的辅机控制系统相对独立, 可与监控系统通信形成有机联系的系统。

H9000 V4.0 系统的典型结构如图 5.2-14 所示。

8.2.1.2 梯级集控层结构

梯级集控层的系统结构及硬件配置与电站控制层差异不大, 一般差别仅在于硬件的性能指标应更高一些如数据库服务器, 设备的数量更多一些如操作员站, 在功能方面的重点是流域的发电计划与经济运行 EDC、梯级 AGC。

另外, 一般流域机构的发电经营由梯级集控中心归口负责, 因此硬件可配置电力市场报价终端。

8.2.1.3 无主设计的概念

H9000 系统的总体设计技术采用了无主设计的概念, 即系统中各计算机节点的应用软件配置基本相同, 如数据库管理站、操作员站或工程师站, 相同的软件配置根据不同的功能授权实现不同的功能。当任何一个计算机节点出现故障时, 可通过功能授权调整功能的分配。如正常运行时, 工程师站不具备现场设备的操作控制权, 但经过权限的调整, 可以进行控制操作。

目前由于计算机的硬件资源相对丰富, 很多原先需要性能很高的设备完成的工作, 一般计算机也均能完成, 因此, H9000 系统现地控制单元的人机联系计算机基本上也可以完成主控级的人机联系任务, 使系统的可控性进一步提高。

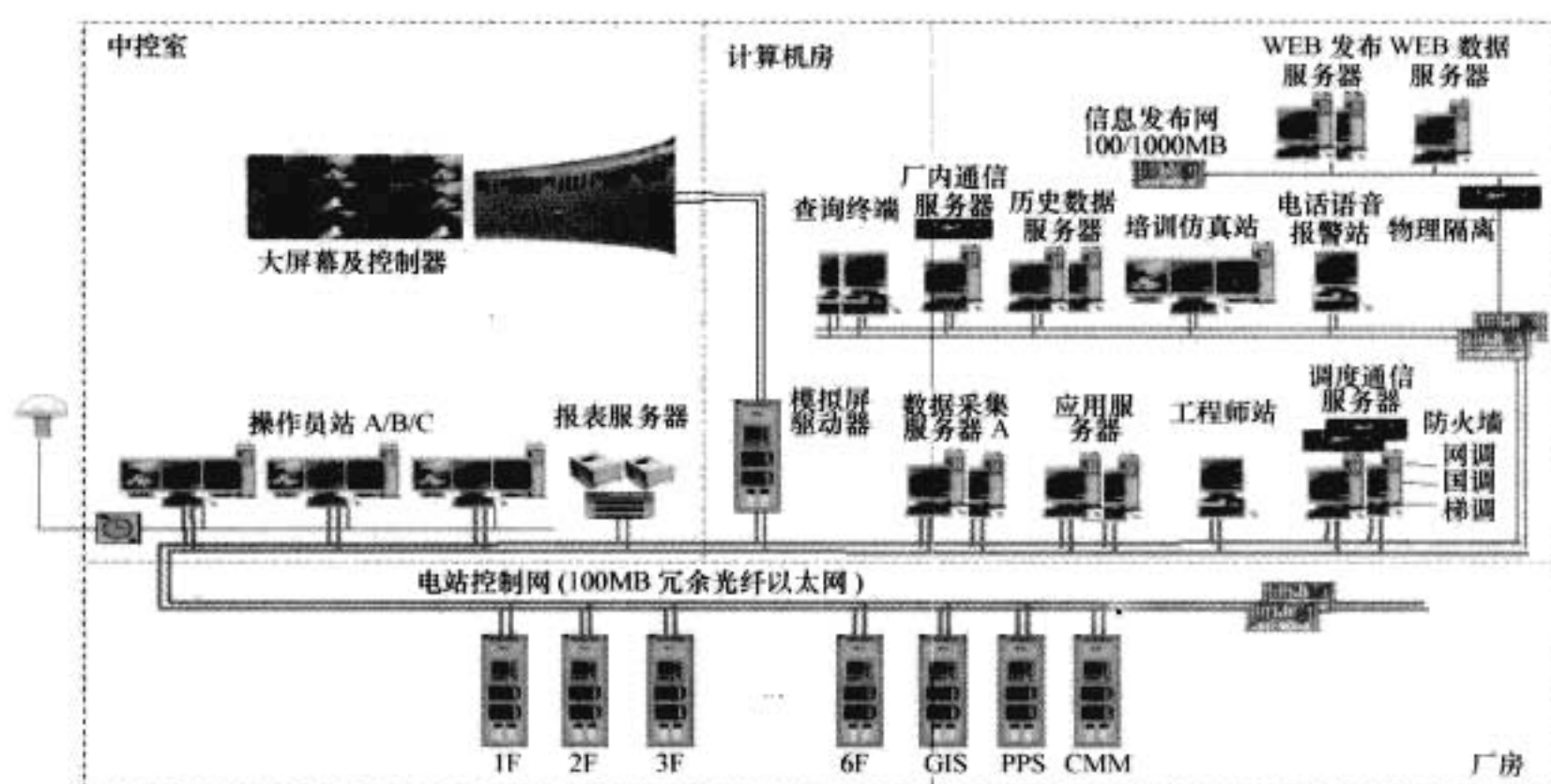


图 5.2-14 H9000 V4.0 系统典型结构

8.2.1.4 时钟系统结构

H9000 系统内部采用 BBS-3 统一实时时钟。

对于巨型水电厂，由于智能设备多，设备相互之间距离远，可采用主钟和二级钟配置模式，即系统设一套主钟，每台 LCU 设置一套二级钟，负责与该 LCU 有关的智能设备的对时。

BBS-3 主时钟可配置为可靠性的双 CPU 结构。

8.2.2 系统的主要功能

H9000 系统是一个完整的高可靠性水电站实时闭环过程控制系统，可满足各种水电厂“无人值班”（少人值守）对计算机监控系统的功能要求，软件模块化结构，配置及扩充方便。

系统主要功能或子系统包括：数据采集，综合参数统计、计算与分析，安全监视与报警的模糊查询，语音报警、电话自动报警及查询，画面显示与人机联系，打印制表，事故追忆与回放（PDR），点信息查询功能，自动发电控制（AGC），经济运行（EDC）（包括梯级或水电站群联合经济运行），自动电压控制（AVC），电站设备的指令操作控制，防误操作，实时数据管理，历史数据管理，WEB 信息发布子系统，运行指导，培训仿真子系统，操作票管理，设备状态趋势分析子系统，通信，系统授权管理，系统时钟管理，系统自检与切换，远方诊断功能以及 LCU 现地操作等。

8.2.3 主要新功能

与常规电站相比，巨型机组特大型电站计算机监控系统应进一步考虑下列问题：①如何进一步提高控制系统可靠性。②如何提高控制系统电子设备在巨型机组的强电磁场中的抗电磁干扰能力。③发电机、水轮机等重要设备的监测点急剧增加，如何提高海量数据的实时采集与处理能力。④如何进一步提高控制系统的性能指标，如数据采集周期、事故处理响应时间、控制响应时间等。⑤如何提高海量报警信息的智能化处理与辅助运行技术水平。围绕上述问题，H9000 V4.0 系统开发的新功能如下：

8.2.3.1 海量数据的采集与处理

采用多线程并行网络通信技术，解决了巨型机组信息采集点多、通信数据量大而导致的实时性问题。

针对现场设备多、数据采集与处理任务重的问题，系统首次采用多服务器负荷平衡管理与互备冗余技术，有效地提高了系统数据采集的可靠性、实时性和工作效率。同时通过

对 PLC 冗余优化策略的研究，实现了网络和现地控制单元 CPU 的快速自动切换。

H9000 V4.0 系统的数据处理功能显著提高，主要改进包括：支持浮点、4 字节整型数的高精度、宽数据表示范围；完善了数据趋势报警功能；进一步丰富了数据属性的定义，如事故/故障/重要点/语音报警点/统计点等；增加了三态点处理功能的灵活性，三态点可由非相邻点、非同类数据构成；数据记录区分类增加事件区、未复归报警区，便于查询处理；报警增加了闭锁条件，实现了智能报警功能；完善重复报警处理机制。

8.2.3.2 全冗余的网络通信

监控系统采用冗余网络配置时，H9000 V4.0 系统通过数据包编号、冗余传输等方法实现了完全的双网冗余通信，确保了网络通信的可靠性，且无网络切换时间。

8.2.3.3 可靠的控制操作

H9000 V4.0 系统针对特大型电站控制设备多和操作分散的特点，在操作用户权限和控制条件闭锁的基础上，增加了操作员站控制范围设定功能，对每台操作员站操作控制设备的范围进行设定，便于实现运行安全管理。

为防止多台操作员站同时对同一设备操作，H9000 V4.0 系统具有操作对象锁定功能，一旦某台操作员站对某一设备操作，该设备即被锁定，其他操作员站将无法对该设备进行操作。

另外，系统发出的所有控制命令均带有时标，PLC 接收到控制命令后，除进行控制条件闭锁外，还进行时限判断，超时命令将被拒绝并自动取消。

在重要设备操作时，不仅可以监视有关操作过程，而且可以通过逻辑图直观地监视影响这些操作的条件，H9000 V4.0 系统中增加了控制对象数据类型，在操作员站上可以很方便地完成设备控制操作，查看到与控制对象相关的所有实时信息。

8.2.3.4 新型人机联系系统

系统新开发了基于最新的 GTK 图形标准的 OIX 人机界面软件，可在 Unix 和 Windows 两个平台下运行，不仅保持了 H9000 系统在数据模型及数据代码上兼容的特点，而且实现了平台之间图形系统源代码级的兼容。

新的 OIX 软件界面新颖美观大方，人机界面非常友好，保持了 H9000 系统面向对象操作的特点，支持多屏多窗口显示、全鼠标驱动、多窗口无级缩放、矢量汉字，数据状态等信息可采用丰富的色彩库、三维符号图形库、字符库、动

态曲线、表格等方式表示,立体三维、实时动画等多媒体图形功能更加丰富多彩,还可方便地采用专业图形表示电站的运行状态,如模拟仪表、发电机 $P-Q$ 图、闸门水位图等。

针对特大型电站信息量大的特点,报警处理记录充分考虑运行人员的习惯,将事故信息与其他信息自动分开显示,并提供多种跟踪查询搜索功能及调试手段。对于任何报警信息,运行人员通过鼠标点击可方便地查询该报警点的全部相关信息。

H9000 系统提供 IPM 交互作图、交互制表、全组态功能软件,用户可以根据需要制作自己风格的人机界面。

8.2.3.5 WEB 信息发布技术

H9000 V4.0 的信息发布系统由 WEB 信息发布服务器软件加 WOIX 软件构成,客户端采用 IE 浏览器,监控系统的画面可直接转换为 SVG 格式在 WEB 站点上展示,动态缩放,提供多种动态效果展示生产过程。采用 WEB 信息发布技术后,MIS 系统不再需要与监控系统进行复杂的数据通信,也不需要存储和管理这些数据,只需在 MIS 网上建立一个链接,访问监控系统的 WEB 服务器即可。

8.2.3.6 开放的报表定制技术

由于报表的内容随现场需求及管理模式而变化,要求报表能很方便地生成与修改。对用户开放的报表系统是计算机监控系统长期存在的一个薄弱环节。

为了提高监控系统报表的开放性与友善性,H9000 V4.0 系统增加了 HReport 通用报表软件子系统。它根据电力生产企业的需要建立报表数据与周期模型,以 Microsoft Excel 自动化技术、OleDb 数据库访问技术以及 XML 技术为基础,在 .Net Framework 平台上构建 Excel 插件,将报表生成逻辑及数据库访问嵌入到 Excel 界面。利用 Excel 强大的编辑功能,完成报表静态部分的编辑,如表格列、行宽、边框样式等。通过将查询变量关联到 Excel 的样式,完成表格动态数据格式的定制,如字体、字号、颜色等。

HReport 报表系统简化了复杂的报表定制生成过程,用户界面友好,任何熟悉 Excel 和生产过程的用户经过简单培训,均可快速生成电厂的绝大部分生产报表,并对报表进行方便有效的管理查阅。HReport 生成的报表与 Excel 电子表格和 SVG 文档完全兼容,可通过 Excel 访问或通过 WEB 信息发布系统向外发布。

8.2.3.7 HistA 历史数据管理系统

HistA 子系统完成 H9000 V4.0 系统的历史数据存储、查询与维护管理功能,以 Oracle 等商用数据库为后台数据库,B/S 与 C/S 相结合的体系结构,不仅可将实时数据按不同周期自动存入历史数据库,形成各类报表数据,而且可以将各类报警信息、趋势记录等自动存入数据库,形成各类报警记录历史数据。历史数据包括:各类报警信息、温度趋势分析记录、相关量记录信息、重要运行工况转换记录、各种历史曲线、报表数据等。

HistA 子系统支持不同的后台关系数据库系统,与 H9000 系统实时数据库的运行维护协调一致,具有方便高效的关系数据库数据表结构设计和通用开放的历史数据库接口,通过采用数据组包技术、数据压缩和数据插值技术实现了大容量秒级数据存取。

8.2.3.8 状态趋势分析系统

SMA2000 状态监测分析系统以 H9000 V4.0 为基础,以 Oracle 10g 为后台数据库,开发工具采用面向对象的 C#、.Net 语言。该系统通过网络连接各机组、公用及开关站的数据采集监测及分析系统,在线监测设备的运行状况,

分析设备的运行趋势,以丰富的专家经验支持电厂运行,并提供检修指导。监测与分析可在电站局域网内进行,也可通过互联网远程访问。系统采用 B/S 与 C/S 混合结构,融合了两者的优点,弥补了 B/S 或 C/S 结构固有的缺点。数据分析采用了特征值分析、比较分析、相关量分析、虚拟曲线分析以及数据挖掘技术等。

8.2.3.9 培训仿真系统

OTS2000 操作员培训仿真系统是建立在 H9000 系统基础上的一个独立子系统。该系统首先建立了一套标准化的水电站计算机监控系统被控对象的仿真模型,并定义了描述语言 SimuLog,开发了仿真语言的编译系统 SimuGen 和仿真器 SimuEngine,实现了水电厂现场设备的仿真。SimuLog 语言不仅可以仿真简单的状态量变化过程,也可仿真连续系统和非线性系统,并支持仿真任务的监视、管理与调度,与 H9000 系统融为一个有机的整体。

由于 OTS2000 系统采用了提供标准化功能及组态的思路,因此不仅可以进行水电厂仿真,也可应用于其他领域的生产过程仿真。

8.2.4 开发工具软件

为了减轻软件开发与维护强度,提高系统的可维护性和开发效率,使监控系统真正地向最终用户开放,H9000 Toolkit 开发软件包包括下列主要工具软件:IPM 图形与报表开发工具软件,DBgen 数据库开发调试工具软件,ControlLock 开关连锁操作指导支持软件,DEtool 数据工程软件,PDC 周期综合计算工具软件,HReport 报表生成系统软件,APilib 应用扩充接口函数库,以及 PLC 编程工具软件等。

8.3 梯级远方集控系统——白山梯级水电站计算机监控系统

8.3.1 电站概况

白山电厂位于吉林省东南部,松花江上游,是一厂两坝四站的大型水力发电厂,也是我国目前唯一一个既有常规机组又有蓄能机组的梯级水电厂。总装机容量为 2000MW,其中白山右岸 3 台 300MW 机组,左岸两台 300MW 机组。2005 年在左岸扩建两台 150MW 蓄能机组,红石电站装机 4 台 50MW 机组。白山电厂在东北电网中担任调峰、调频和事故备用任务。白山水电站位于红石水电站上游,距桦甸市分别为 73km 和 35km。生活基地和生产调度中心建在桦甸市。

8.3.2 系统总体结构

白山水电厂无人值班自动化工程的计算机系统由三个子系统组成,即:桦甸梯调中心监控系统(简称桦甸系统)、白山电站监控系统(简称白山系统)和红石电站监控系统(简称红石系统)。三个子系统均采用中国水利水电科学研究院自动化所研制开发的 H9000 V3.0 系统。白山系统与桦甸系统主备用通道采用光纤通道,线路距离长达 110km,通信速率 100Mbit/s。红石系统与桦甸系统的主备用通道均采用 2MB 的路由方式。系统总体结构如图 5.2-15 所示。

8.3.2.1 白山站级监控系统结构

系统采用双重冗余光纤网络结构,分现地单元层和中央控制层。中央控制层设数据库管理机 2 台,操作员站(双屏)3 台,工程师站 1 台,均采用 64 位 SUN Blade 2500 工作站,通信工作站 1 套,蓄能机组协议转换服务器 2 套,语音及手机短信息报警装置 1 套,打印服务器 2 台,LAN-TIME GPS 时钟 1 台,华为 Quidway S6506 光纤网络交换机及路由器 1 套。根据运行需要,在左岸厂房的控制室另设操

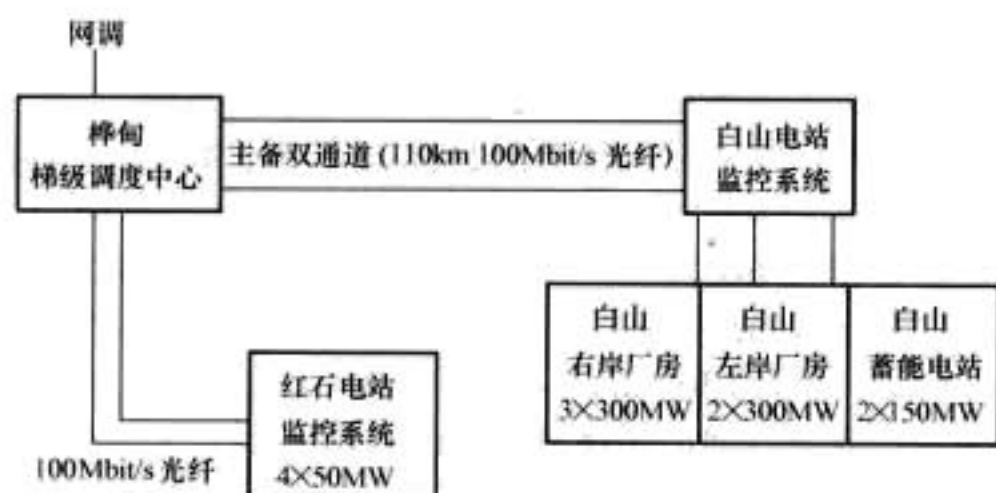


图 5.2-15 白山梯级水电厂远方集中控制计算机监控系统总体结构

作员工作站 1 台。

现地单元层由 LCU 组成，按单元分布。全厂共设 9 套 LCU：5 台 300MW 发电机变压器组各设 1 个；左、右岸开关站，厂用电及全厂公用设备各设 1 个。机组 LCU 由可编程控制器组成，配有独立的同期装置、温度量检测装置和性能指标较高的 GE PAC RX7i 构成双 CPU 的同步热备冗余系统。开关站和公用单元 LCU 由可编程控制器组成，开关站 LCU 配有一套同期装置。可编程控制器直接接入站级控制以太网。

蓄能机组控制设备采用 Elin 控制器，通过协议转换器接入白山电站控制系统。

8.3.2.2 红石站级监控系统结构

该系统采用双网冗余结构，分现地控制单元层和中央控制层。中央层设数据库管理机 2 台（兼作操作员站），工程师站 1 台，均采用 64 位 SUN Blade 2500 工作站，打印服务器 2 台，LANTIME GPS 时钟 1 台，语音及手机短信息报警装置 1 套，华为 Quidway S6506 光纤网络设备及路由器 1 套。

现地控制层由 LCU 组成，按单元分布，共设 6 套 LCU：4 台发电机变压器组各设 1 个，开关站和全厂公用设备各设 1 个。机组 LCU 由 PAC RX7i 可编程控制器组成，配有独立的同期装置和温度量检测装置。开关站和公用单元 LCU 由 PAC RX7i 可编程控制器组成，开关站 LCU 配有 1 套同期装置。

8.3.2.3 桦甸梯调中心监控系统结构

梯调中心系统采用双网冗余结构，设数据库管理机 2 台，操作员站（双屏）4 台，历史数据服务器 2 台，工程师站 1 台，均采用 64 位 SUN Blade 2500 工作站，通信服务器 2 台，语音及手机短信息报警装置 1 套，WEB 数据服务器 1 套，打印服务器 2 台，GPS 时钟 1 台，华为 Quidway S6506 交换机及路由器 1 套，方正 FG6340 防火墙 1 套，设培训仿真系统 1 套。网络介质采用加屏蔽双绞线。

8.3.3 系统特点

8.3.3.1 标准化的系统与软件设计

H9000 V3.0 系统严格按照该系统的标准进行开发，使软件达到通用化的要求，不仅能满足水电用户的要求，而且能满足其他应用领域的要求。软件的标准化提高了软件的质量，通用化则提高了系统的开发效率。白山系统与桦甸系统采用的软件是完全一致的。

8.3.3.2 开放的硬件及系统环境

H9000 系统硬件设备立足于采用国内外质量可靠的产品，如美国 SUN 公司的 Blade 2500 系列工作站、华为的 Quidway 系列网络设备、GE 公司的 GE PAC 系列可编程控制器等，并保持对其他硬件设备的接入开放，使 64 位与 32

位兼容。如白山系统要求的双 CPU 配置的可编程控制器可以很方便地在 H9000 系统的环境下实现。在硬件开放的同时，该系统支持 UNIX 和 Window NT 这两种开放的操作系统。

8.3.3.3 灵活多变的系统结构

H9000 系统支持灵活多变的系统结构，从简单的厂站级的单机单网或多机双网冗余结构，到梯级水电站的复杂多网结构。白山梯级系统的网络结构较为复杂，有以太网总线局域网，也有路由器广域网和现地总线网，其中光纤无中继传输距离达 110km，传输速率达 100Mbit/s。

8.3.3.4 完善的系统应用功能

白山系统配备了完善的水电应用功能软件，如经济运行（EDC）、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、梯级优化、防误操作等高级功能。

8.3.3.5 简洁的图形与人机界面设计

该系统采用面向对象技术，大大地简化了人机界面，简单直观易学，使用方便，向“傻瓜机”的目标前进了一大步，受到运行人员的欢迎。

8.3.3.6 强大的应用开发支持软件系统

该系统配备了许多开发支持软件，如图形报表工具软件、数据库生成调试工具软件、控制连锁调试工具软件等，提高了系统集成的质量和效率，也改善了系统的可维护性。

8.3.4 系统的应用与评价

白山电厂于 1997 年启动“无人值班”（少人值守）自动化改造工程。白山系统与桦甸系统于 1997 年 11 月 27 日同时投运，实现了桦甸梯调中心远方遥控白山开机一次成功。多年的运行实践证明，该系统在实时性、可靠性、实用性等方面，均达到或超过了预期的要求，开停机成功率达到 99.97%。

白山电厂梯级远方集中控制系统的成功投运，在国内首次实现了大型梯级水电站大型机组的现地“无人值班”（少人值守）和远方集中监控，首次实现了 110km 的长距离 100MB 高速以太网通信，不仅标志着我国水电站计算机监控技术从此进入高速网络时代，而且标志着我国已能提供具有自主知识产权的大型梯级电站计算机集中控制系统，为我国今后大型梯级水电站的计算机监控系统提供了成功的经验。经原国家电力公司 1999 年 3 月组织的专家鉴定，一致认为“该系统在大型梯级水电厂远方集中监控总体技术方面居国内领先水平，国际先进水平”。该系统为白山水电厂于 2000 年 4 月通过原国家电力公司一流水电厂的验收奠定了重要基础。

该系统 2005 年局部设备进行了升级改造，在梯级远方控制系统的性能指标、可靠性进一步提高的基础上，首次实现了国产计算机监控系统对新建大型蓄能电站的控制与调节。

8.4 NC2000 水电厂自动化监控系统

作为面向大中型水电厂自动化的新一代计算机监控系统软件，NARI NC2000（NARI ACCess plus）计算机监控系统是国电自动化研究院自控所（南瑞自动控制有限公司）在总结多年开发水电厂计算机监控系统经验的基础上，充分吸收国际上计算机科学领域中的最新技术，将面向对象的设计方法结合国内水电厂综合自动化的新要求，开发的基于分布式对象技术的具有真正跨平台风格的水电厂自动化监控系统。NC2000 秉承了 NARI ACCess 的诸多优点，运行安全、可靠，具有充分的开放性和可扩展性，专门为水电厂设计了

丰富功能和应用,用户界面更加友善。

8.4.1 适用范围

广泛应用于大中型水电厂、抽水蓄能电厂、梯级电厂、抽水泵站。

8.4.2 性能特点

(1) 具有充分和良好的开放性、可扩展性和异构平台适应性。该系统可选用的硬件平台包括 HP、SUN、IBM 等公司的服务器、UNIX 工作站、PC 工作站、工业控制 PC 机和其他高可靠性 PC 机。推荐操作系统平台为高可靠性的 UNIX,支持由 UNIX、Linux、Windows 等不同操作系统组成的异构系统。

(2) 面向对象的功能强大的组态工具。用户不论是在 UNIX 系统上还是在 Windows 系统上,都可通过组态界面十分方便地完成各种组态功能。

(3) 面向对象的数据库设计,使各种应用更加贴近现实。

(4) 高效方便的可视化顺控工具,使控制更为可靠、方便。

(5) 面向对象的图形界面,显示更加丰富,界面更加友

好。

(6) 完善的智能报警,更适用于无人值班环境。

(7) 面向对象的关系型历史数据库,便于数据共享和使用。

(8) 图文并茂的报表系统,显示直观,准确易用。

(9) 丰富的高级应用软件,提供广泛的专业应用支持。

(10) 完善的 Internet/Intranet 浏览功能。画面、报表、一览表、曲线查询不需修改,就可与操作员工作站一样使用。

8.4.3 主要功能

计算机监控系统能实时、准确、有效地完成对电厂被控对象的安全监控。其主要功能包括数据采集和处理,安全运行监视及事件报警,控制与调节,自动发电控制 (AGC),自动电压控制 (AVC),省调 (梯调、网调) 调度的控制、调节,运行参数统计记录与生产管理,人机接口,数据通信,全厂发电与输送电量、损耗电量平衡分析,系统自诊断与冗余切换,软件开发与维护,Internet/Intranet 上的 Web 浏览,远程诊断等。



第3章 水轮机调速系统

1 水轮机调速系统的构成及其任务

1.1 水轮机调速系统的构成

水轮发电机组是将水能转换成电能的动力机械,所发出的交流电通过电网送到用户,由于电网不能存储电能,必须设置能自动控制进入水轮发电机组水能的调速器,以保证进入水轮机的能量与输出的电能保持平衡。因此,水轮机调速系统一般都是由被控对象和水轮机调速器两大部分构成,如图 5.3-1 所示。被控对象通常是指压力过水系统、水轮机、发电机、电网和电力负荷。现代水轮机调速器一般由频率(转速)测量机构、控制和调节决策机构和执行机构三大部分组成。由频率测量机构测量发电机组或所并入电网的频率,执行机构受控制调节机构的控制,调节进入水轮机的水能的多少。所构成的闭环自动调节系统维持着水轮发电机组频率恒定,即保持了输入水能和输出电能的平衡。

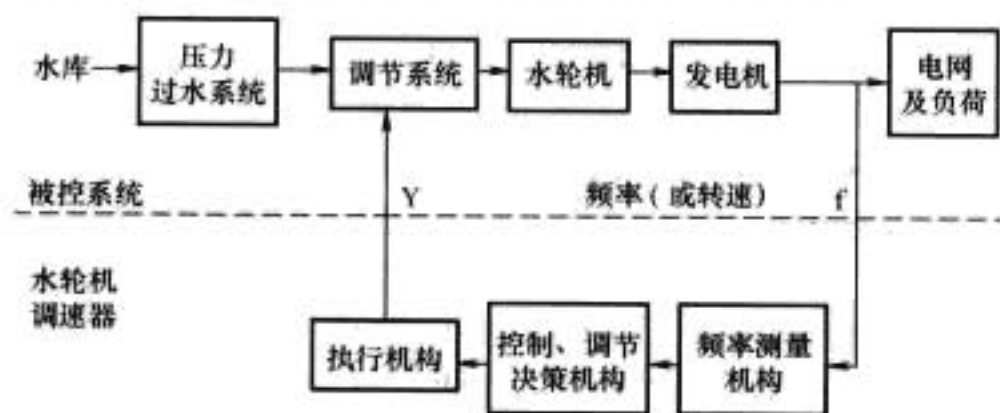


图 5.3-1 水轮机调速系统结构图

1.2 水轮机调速器任务

水轮机调速器的基本任务是维持进入水轮机的水能与发电机输出电能的平衡,或者是维持水轮发电机输出电能频率恒定,即在电网中参与一次调频。除此以外水轮机调速器还有如下功能:

(1) 机组的操作:机组的开机、停机操作;频率和负荷调整;发电、调相、抽水等工况的转换;手动和自动工况的切换等。

(2) 保证机组的安全运行:当水轮发电机组及其辅助设备故障时接受指令实现紧急停机,以保障机组和辅助设备的安全。

(3) 保证机组的经济运行:有一些类型的水轮发电机,为了实现经济运行,需要调速器能按水头或流量自动调节。对多喷嘴的冲击式水轮机应能自动投切投入运行的喷嘴数,以保证经济运行;对双调节的水轮发电机组,实现轮叶与导叶的最优协联,使机组运行于高效率区。

(4) 保证机组并网运行:机组并网后水轮机调速器应按有差调节以实现机组按频差自动分配负荷。

1.3 水轮机调速系统的特点

水轮机调速系统是一个典型的自动控制系统,除了一般闭环控制系统的共性外,还有如下特点:

(1) 其调节机构控制的是巨大的水流,所需的操作力十

分巨大,而控制导水机构开启和关闭的速度又相对快,所以执行机构的操作功率较一般工业控制中的执行机构功率大。因此,一般采用液压执行机构。只有在特小型水轮机控制中,用电动执行机构。

(2) 水轮机压力过水系统中水体存在着惯性,当调节进入水轮机中流量时,压力过水系统中会引发水锤或水压变化。这种水压变化对转速的影响,正好与调节作用相反,对调节系统的稳定带来不利的影响。引水管道水流惯性时间常数 T_w 由下式表达

$$T_w = \sum \frac{Lv}{gH_r}$$

式中: v 为相应每段水管中的流速, m/s ; L 为每段水管的长度, m ; g 为重力加速度, m/s^2 ; T_w 为水流惯性时间常数, s ; H_r 为水轮机额定水头。

T_w 的物理概念是:在额定水头 H_r 作用下,过水流量 Q 由零加大到额定值所需要的时间。

T_w 越大,对系统稳定越不利,典型值约 $1.0 \sim 2.0s$,范围是 $0.5 \sim 5s$ 。

(3) 水轮发电机组存在着机械惯性,机组惯性时间常数 T_a 由下式表达

$$T_a = \frac{GD^2 \cdot n_r^2}{3580 P_r}$$

式中: GD^2 为机组飞轮力矩, $kN \cdot m^2$; n_r 为机组额定转速, r/min ; P_r 为机组额定功率, kW ; T_a 为机组惯性时间常数, s 。

T_a 的物理概念是:在额定力矩 M_r 作用下,机组转速由零上升至额定转速 n_r 所需的时间。 T_a 越大,对调速系统稳定越有利, T_a 的典型值 $5 \sim 6s$,范围是 $3 \sim 9s$ 。

(4) 导水叶关闭速度和规律有严格要求。为了维持输入水能与输出电能平衡,导叶开启和关闭应快速动作。但是,由于导叶快速关闭会产生过高的水压上升,导致压力钢管破裂,危及电站安全。过快开启导水叶会在引水管的某些部分产生负压,导致引水管损坏,所以在调速器中必须设置导水叶关闭和开启速度的调整机构。而且,调速系统投入运行时,首先要将导水叶关闭速度按调节保证计算提供的数据调整好。

(5) 并入电网运行的水轮发电机组调速系统,必须按有差调节,实现负荷自动分配,参与电网一次调频运行时,调速系统将按设置的永态转差系数 b_p 和频差,自动调整机组的出力。

2 水轮机调速器

2.1 我国水轮机调速器发展的历史及现状

我国水轮机调速器的发展经历了机械液压调速器、电子管电液调速器、晶体管电液调速器、集成电路电液调速器和微机调速器的几个阶段。

2.1.1 机械液压调速器

我国早期生产的机械液压调速器,大多是仿制国外产品

如 W-900, PO-40 和 T-100 型号的机械液压调速器, 20 世纪 60~70 年代我国自己设计的 T-100 型和 ST-100 大型机械液压调速器, TT 系列机械液压调器、YT 系列机械液压调速器和 CT-40 型机械液压调速器成为我国水轮发电机组的主流配套产品。

2.1.2 模拟式电液调速器

20 世纪 60 年代初, 我国首台 DT-100 型电子管电液调速器由哈尔滨电机厂研制, 在广东流溪河水电站投入运行。60 年代末, 我国首台 BDT-100 型半导体电液调速器, 由天津传动研究所、长江水利委员等单位联合研制, 在湖北陆水电站投入运行。20 世纪 70 年代初由长江水利委员会机电处设计、武汉热工仪表厂生产的我国首台 JST-100 型集成电路电液调速器在广西合面狮电站投入运行。

20 世纪 70~80 年代是我国电液调速器大发展的时期。这个时期, 无论是机械液压调速器, 还是电液调速器的系统结构, 大多属于缓冲式系统结构, 调节规律为比例加积分规律 (PI)。YT 系列机械液压调速器比较典型, 代表了我国机械液压调速器的水平。纳入型谱的 JST-100 型集成电路大型电液调速器和 YDT-1800A 中型电液调速器, 代表了我国电液调速器当时的水平。

2.1.3 微机电液调速器

我国微机电液调速器开发和生产始于 20 世纪 80 年代初期, 与世界发达国家基本同步。华中科技大学在国内率先研制成功适应式变参数的微机调速器, 于 1984 年 11 月在湖南欧阳海电站投入运行, 其后又与有关单位合作开发生产了双微机调速器。几年时间里, 在我国有近百台这样的微机电液调速器在电站投入商业运行。微机电液调速器在功能、性能方面比较好地满足了水电站计算机控制的要求, 显示出了微机调速器的优越性, 受到用户的欢迎。微机调速器很快进入了调速器技术改造的广阔市场。

1991 年, 在无锡召开的全国水轮机调速器技术改造经验交流大会会议纪要中指出, 微机电液调速器的硬件应采用工业化生产的工业控制机。20 世纪 90 年代我国微机电液调速器纷纷采用国际知名品牌的通用工业控制机, 初期曾用过 STD 总线工业控制机, 后来倾向于用可编程控制器 (PLC)、可编程计算机控制器 (PCC) 和工业控制机 (IPC)。

2.1.4 伺服电机控制的调速器

我国采用步进电动机、直流伺服电动机作调速器的电/机转换部件的研究工作, 开始于 20 世纪 80 年代。由于用步进电动机和伺服电动机的电/机转换部件不需要油液, 结构简单、工作可靠、操作维护方便、易于掌握, 解决了我国电液调速器长期存在的抗油污能力差、电液转换部件故障率高的难题。20 世纪末的 10 多年间, 这类用伺服电动机 (包括步进电动机、直流伺服和交流伺服电动机) 控制的调速器, 成为我国调速器的主导产品, 其产量在大中型调速器中占到总产量的 70%~80%。

2.1.5 我国水轮机调速器的现状

(1) 我国数字式 (微机) 电液调速器的技术性能和功能与国际先进水平基本保持在同步状态。在双机冗余和双机交叉冗余技术、适应式变参数调节、伺服/步进电机构成的电/机转换部件等方面具有中国特色, 并在国际同行中领先。

(2) 采用国际知名品牌的工业控制机 (IPC)、可编程控制器 (PLC) 或可编程计算机 (PCC) 作调速器电气柜硬件核心, 使我国调速器电气柜的质量、工艺水平及可靠性达到国际先进水平。

(3) 微机调速器均采用了电子调节器加电液随动系统结

构模式, 技术指标达到国家调速器技术标准的要求, 较好地满足了我国水电建设事业的要求。目前, 除因为非技术因素的调速设备要进口外, 混流式、轴流转桨式、贯流式、冲击式/抽水蓄能式和潮汐式水轮机组所需的调速器国内都能生产和供货。国产的水轮机调速器已能配套出口到国外, 参与国际市场竞争。

(4) 近几年来, 在微机调速器中开始采用工业标准液压件, 例如, 采用电液比例阀和数字阀作调速器的电液转换部件, 采用逻辑插装阀作油泵组合阀、分段关闭装置、油压截止阀等, 结束了水轮机调节技术长期游离于现代液压技术之外, 制约着液压新技术在调速器中应用的落后局面。在采用比例伺服阀控制的调速器中, 控制信号用流量和压力量传递, 没有机械位移的传动, 机构简单, 易于实现冗余控制和液压集成。在大型水轮发电机组的控制中, 该类调速器逐年增加。电磁开关阀、数字阀和液动阀控制的调速器, 在中小型调速器开始流行起来。

(5) 采用数控机床中成熟的步进电动机、交流伺服电动机和直流伺服电动机作调速器的电/机转换部件, 构成具有我国自己知识产权的用伺服电动机控制的水轮机微机调速器新品种, 这类调速器具有很强的抗油污能力, 结构简单, 可靠性高, 特别适合油质清洁度难以保证和管理水平不高的水电站使用。

(6) 调速器工作油压普遍提高, 大型水轮机调速器采用 4.0MPa 和 6.3MPa, 部分中小型水轮机调速器采用皮囊式蓄能器, 工作油压提高到 14~20MPa。

(7) 微型计算机具有强大的运算能力、记忆能力、逻辑判断能力和通信功能, 因而微机调速器具有许多先进的功能, 目前已将与上位机通信、频率跟踪、电气开度限制、人工失灵区、故障诊断及处理列为必须实现的功能。大多数微机调速器设有手自动无条件、无扰动切换, 离线诊断, 维护功能和计算机辅助试验功能, 除此之外, 现代微机调速器还可以实现事故数据记录功能, 防错、容错控制功能, 死区和零点漂移的动态补偿等先进的功能。

(8) 近年来, 由于交流伺服电动机和步进电动机式的电/机转换部件的不断改进和完善, 实现了失电后自动复中的功能。这种具有自动复中功能的电/机转换器在电液随动系统中直接与引导阀连接, 使系统结构简化, 提高了随动系统的可靠性。由于这类电/机转换部件无卡阻和失灵的可能, 因而在调速器中取消防止电液转换器失灵而设置的机械开度限制机构及其杆件系统成为可能, 近年来在我国出现的直联式无杆件、无机械开限和机械反馈的调速器, 其动态和静态性能指标优越, 机械液压部分机构的简洁程度已不亚于采用比例阀和液压集成式结构的调速器。

(9) 采用触摸式高分辨率的彩色显示屏作人机交互界面, 界面友善、内容丰富, 便于对调速器的状态监视、参数修改、试验曲线显示等。

(10) 我国具有独立知识产权的水轮机调速器试验用实时仿真系统的研制, 取得成功并得到普遍应用。该系统可以在实验室阶段和现场蜗壳充水前对调速器进行全面检查试验。

(11) 积极参加国际电工委员会关于水轮机调速器标准的制定和讨论工作, 提出有价值的建议和意见, 引起国际同行的关注。制定了 10 余种有关水轮机调速器的国际标准、行业标准, 在技术标准上较好地实现了与国际接轨。

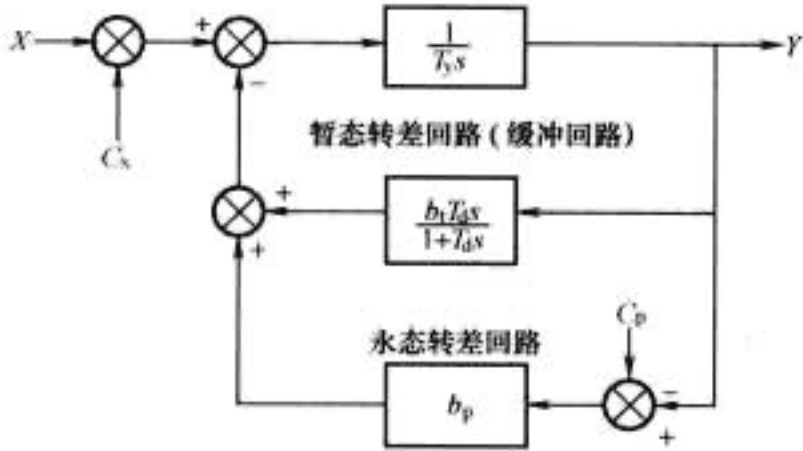
2.2 水轮机调速器的系统结构

按形成调节规律的方式不同, 水轮机调速器存在 3 种系

统结构，即缓冲式系统结构、加速度—缓冲式系统结构和电子调节式系统结构。

2.2.1 缓冲式调速器

缓冲式系统结构的调速器，其特征是在反馈回路中接入校正装置的方法形成调节规律，在自动控制理论中，又称反馈校正。该系统结构如图 5.3-2 所示，其中 $1/(T_y s)$ 环节为调速器中的主通道各环节的综合传递函数，通常是机械液压调速器的引导阀、辅助接力器、主配压阀和主接力器等环节。 $b_t T_d s/(1+T_d s)$ 是缓冲器的传递函数，它接入调速器的反馈回路，主要用作改变调速器动态特性，形成比例加积分调节规律。



传递函数为

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1 + T_d s}{T_d T_y s^2 + [T_y + T_d(b_p + b_t)]s + b_p} \tag{5.3-1}$$

当 $b_p=0$ 、 $T_y=0$ 时，传递函数简化为

$$G(s) = \frac{1 + T_d s}{b_t T_d s} \tag{5.3-2}$$

$$G(s) = \frac{1}{b_t} \left(1 + \frac{1}{T_d s} \right) \tag{5.3-3}$$

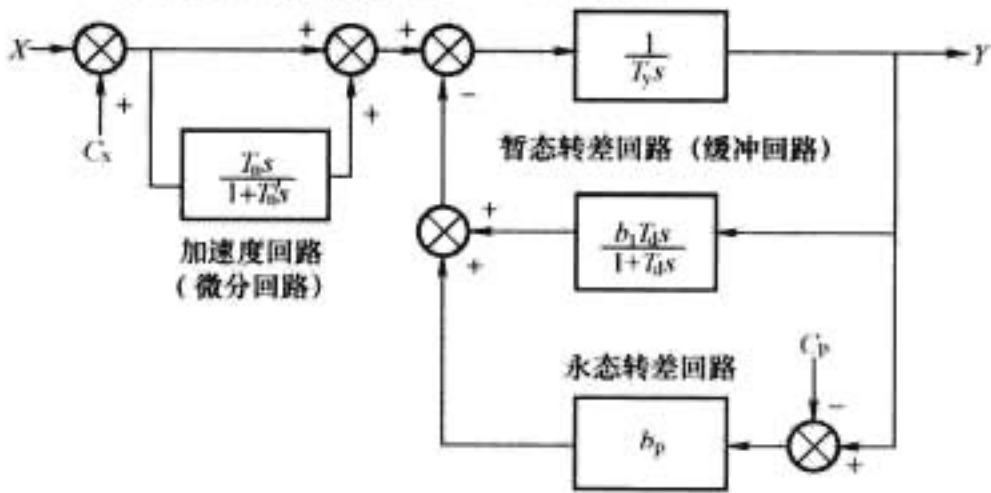
从式 (5.3-3) 不难看出，此时调速器具备理想的比例积分调节规律，而且，调速器的传递函数恰好是缓冲回路传递函数的倒数，可见调速器的动态特性完全由反馈校正回路所决定。但是，实际上调速器开环增益 K_g 的增大 (T_y 的减小)，受到这类调速器内环稳定性的限制。由于缓冲回路包围主通道，构成一个闭环反馈系统，当该闭环系统的开环增益大到一定程度时，该闭环系统将会产生自激振荡，破坏调速器正常工作。在这类调速器中，不仅开环增益增大会引起调速器的自激振荡，而且，主通道中诸环节的死行程、间隙等非线性因素亦会引起该闭环回路自激振荡，因此这类调速器由于安装调整不当、机械磨损或配合上的缺陷，均会损坏调速器的稳定性。对于用反馈回路形成调节规律的缓冲式调速器，要求具备较大增益稳定裕量。因此，在国家标准《水轮机调速器及油压装置技术条件》中要求测定这类调速器的极限开环增益，以及与此相应的放大器放大系数。由于这类调速器的开环增益受到了限制，其转速死区亦不可能做到很小。这就是限制这类调速器技术性能指标提高的根本原因。

这种系统结构是从传统的机械液压调速器遗传下来的，电子管式、晶体管和集成电路的模拟电液调速器都是采用这种系统结构。现代微机电液调速器已不再采用这种系统结构。

2.2.2 加速度—缓冲式调速器

缓冲式系统结构的调速器只能形成比例加积分 (PI) 调节规律，加速度—缓冲式调速器是在缓冲式调速器中串联加速度环节，构成具有比例加积分加微分调节规律的调速器

(PID)，其系统结构图如图 5.3-3 所示。



传递函数为

$$G(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1 + T_d s}{T_d T_y s^2 + [T_y + T_d(b_p + b_t)]s + b_p} \cdot \frac{1 + T_n s}{1 + T'_n s} \tag{5.3-4}$$

当 $b_p=0$ 、 $T_y=0$ 、 $T'_n=0$ 时，传递函数简化为

$$G(s) = \frac{(1 + T_d s)(1 + T_n s)}{b_t T_d s} \tag{5.3-5}$$

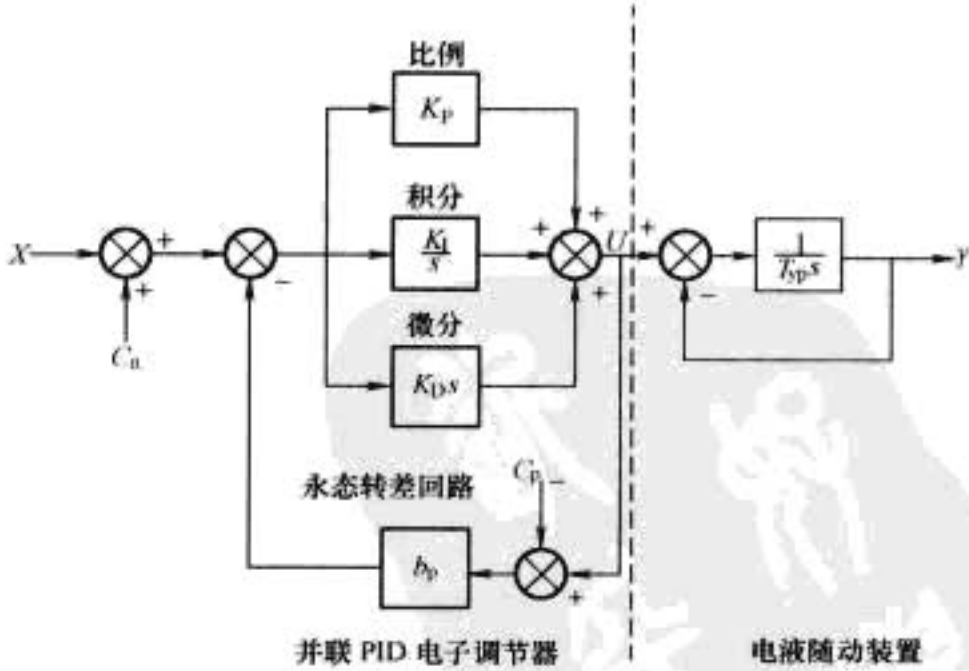
或

$$G(s) = \frac{1}{b_t} \left(\frac{T_n + T_d}{T_d} + \frac{1}{T_d s} + T_n s \right) \tag{5.3-6}$$

从式 (5.3-6) 可以看出，该系统结构的调速器具有理想的 PID 调节规律。PI 调节规律通过反馈校正获得，PID 调节规律是由比例加微分和具有 PI 调节规律环节串联而形成。水轮机调节行业通常称这种 PID 调节为串联 PID。这类系统结构的调速器的缺点与缓冲式相同，模拟式 PID 调速器多用这种系统结构，现代微机调速器一般不用这种系统结构。

2.2.3 电子调节器加电液随动系统的调速器

电子调节器加电液随动系统（或装置）的调速器（简称电子调节器式系统结构）结构框图如图 5.3-4 所示，其系统结构的特征是测量，调节规律形成和驱动导水机构的职能分别由具有单一功能的转速变换器、电子调节器和电液随动装置实现。调节规律由有源校正回路—电子调节器对转差信号直接变换而形成。电液随动装置在调速器中的作用仅仅是复现电子调节器的输出信号，驱动导水机构。



由于采用了微电子技术，电子调节器可以方便准确地实现各种调节规律，而不受主通道诸环节参数的影响。从系统结构图中不难看出，电子调节器与主通道相串联，比例—积分运算规律的电子调节器在具有死区的电液随动装置之前，当永态转系数 b_p 整定为零时，电子调节器之后所有环节的死行程（电液随动装置），都会因为电子调节器中积分项目

的存在而使折算的转速死区值为零。当 $b_p \neq 0$ 时, 这些死行程也应按 $1/b_p$ 比例来折算, 不难看到, 这类系统结构调速器转速死区比较小, 很容易满足《水轮机调速器及油压装置技术条件》中的要求。

传递函数为

$$G(s) = \frac{K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s}{1 + b_p \left(K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s \right)} \cdot \frac{1}{1 + T_{yp}s} \quad (5.3-7)$$

当 $b_p = 0$ 、 $T_{yp} = 0$ 时, 传递函数简化为

$$G(s) = K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s \quad (5.3-8)$$

从式 (5.3-8) 不难看出, 图 5.3-4 所示系统结构框图的调速器具有理想的比例加积分加微分调节规律 (PID)。这种系统结构是从工业自动控制系统的单元组合式仪表移植而来, 20 世纪 80 年代开始用于水轮机调速器系统。现代水轮机微机电液调速器普遍采用这种结构。

2.2.4 微机调速器的系统结构

当前我国生产的微机调速器大多属于电子调节器式系统结构, 其电液随动系统有一级系统和二级系统之分, 因此具有两种系统结构:

(1) 电子调节器加电液随动系统的系统结构, 即一级随动系统结构, 其系统框图如图 5.3-5 所示。

这类系统结构的调速器由电子调节器或微机调节器和电液随动系统两大部分组成。其主要特点是: 系统结构合理, 转速死区 i_x 小, 其计算公式为

$$i_x = b_p i_a \quad (5.3-9)$$

式中: b_p 为调速器的永态转差系数, 检验 i_x 时国家调速器标准规定 $b_p = 6\%$; i_a 为电液随动系统的不准确度, 一般容易做到 $0.1\% \sim 0.5\%$ 。

所以这类系统结构的调速器正常情况下, i_x 一般可以达到 $0.01\% \sim 0.03\%$ 的水平。

由于采用微机对转差 Δr 直接进行 PID 运算, 其动态特性十分准确。这类系统结构的调速器, 由于电液随动系统导叶位置反馈采用电气反馈, 可以不设置机械反馈, 因此调速器在电站布置灵活、方便, 尤其是大型机组的调速器和一些不便于安装机械反馈的特殊调速器, 适合采用这类系统结构。

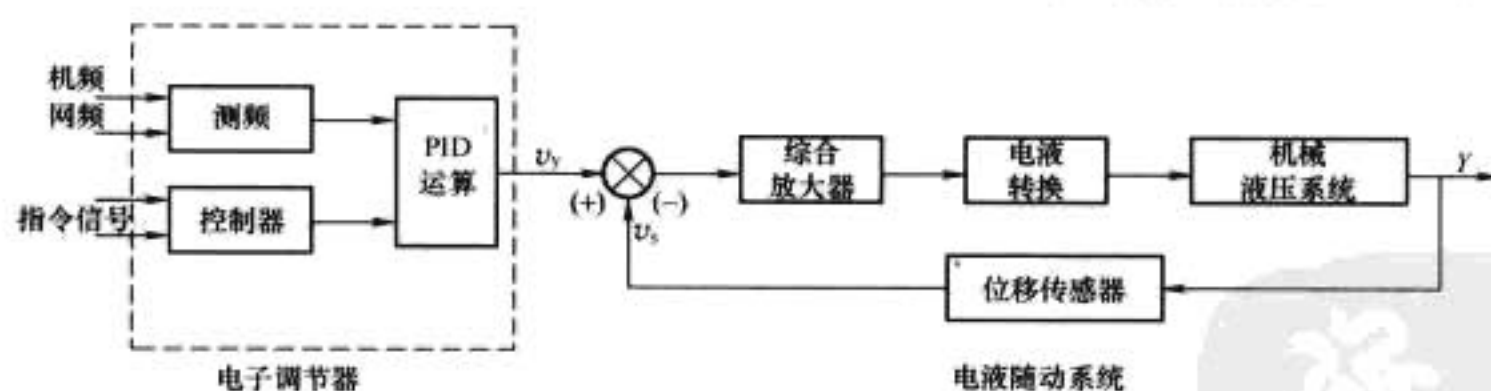


图 5.3-5 电子调节器加电液随动系统结构框图

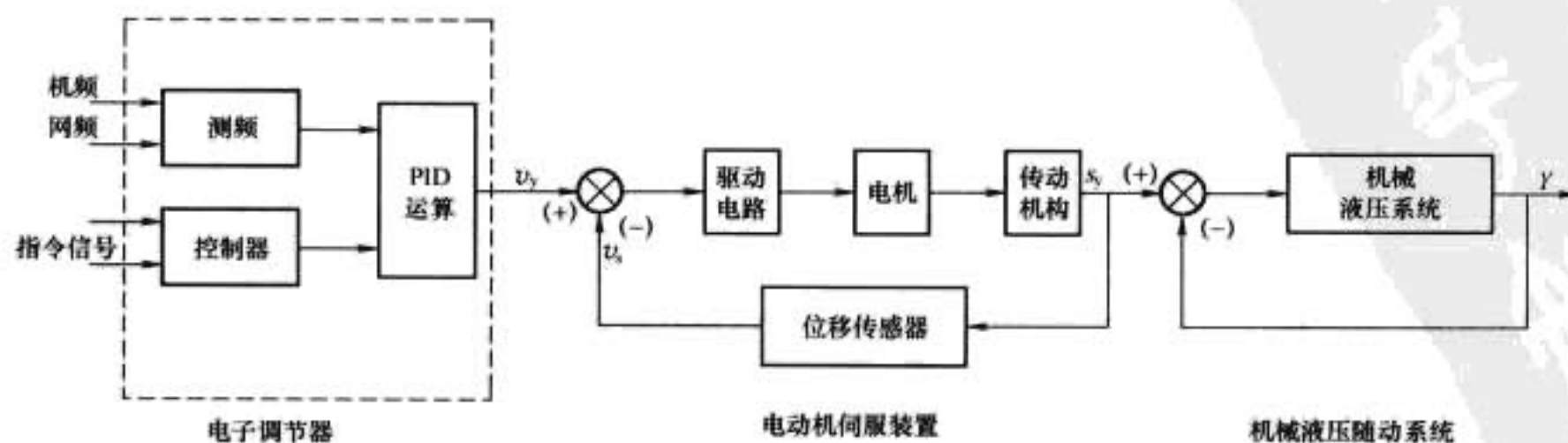


图 5.3-6 电子调节器加电动机伺服装置加机械液压随动系统的系统结构框图

(2) 电子调节器加电机伺服装置加机械液压随动系统的系统结构, 其系统框图如图 5.3-6 所示。

这类系统结构的调速器一般由三大部分组成, 即电子调节器或微机调节器, 由电机组成电机伺服装置和机械液压随动系统。这类系统结构的微机调速器多采用步进电动机、直流伺服电动机和交流伺服电动机控制。最大特点是由电机组成的电机伺服装置作为电气机械转换部件, 在调速器中取消了抗油污能力差的电液转换部件, 提高了调速器的可靠性。由于这类系统固有的特点, 易于实现无条件、无扰动的自动至手动运行的切换, 调速器的机械液压系统结构简单。这类系统结构调速器的转速死区 i_x 一般可以达到国家标准的要求, 其计算公式为

$$i_x = b_p (i_{aj} + i_{ac}) \quad (5.3-10)$$

式中: b_p 为调速器的永态转差系数, 检验时 $b_p = 6\%$; i_{aj} 为机械液压随动系统的不准确度, 一般可做到 $0.3\% \sim 0.5\%$ 左右, 但难达到电液随动系统的水平; i_{ac} 为电机伺服装置的死区或不准确度。

一般情况下 $i_{ac} \ll i_{aj}$, 可以忽略不计。

由此可以看到, 这类系统结构的调速器的转速死区 i_x 不可能做到很小。这类系统结构的微机调速器, 与具有中间接力器的调速器一样, 最大的弊病是机械随动系统导叶位置必须采用机械反馈。当反馈长、传递路径曲折时, 不宜采用这类系统结构的微机调速器。如果采用这类调速器, 一般应将其布置在水轮机层靠近接力器的地方, 以缩短机械反馈链。“座式调速器”都是布置在接力器附近。这种布置方式方便、合理, 是一种值得推荐的方式, 20 世纪 60~70 年代在国外比较流行。

2.3 水轮机调速器的调节规律

至今为止, 水轮机调速器仍然采用的是经典的比例加积分 (PI) 和比例加积分加微分 (PID) 调节规律。众多的现代高级控制规律 (自适应控制、预测控制、模糊控制) 尚未能运用于水轮机调节系统。

2.3.1 经典 PID 调节规律

经典自动控制理论是研究用被控制量的反馈信息来修正系统的行为, 使之稳定地快速地准确地达到预定的目标。当测量到反馈量与目标值的偏差 ΔX 以后, 在经典控制理论中

调节机构按偏差 ΔX 的比例 (P)、积分 (I)、微分 (D) 规律对被调量进行控制, 或者是这些规律的组合进行控制。例如, 比例加积分控制, 即 PI 控制; 比例加微分控制, 即 PD 控制; 比例加微分加积分控制, 即 PID 控制。PID 控制器输出的表达式为

$$Y = K_P \Delta X + K_I \int \Delta X dt + K_D \frac{\Delta X}{\Delta T} \quad (5.3-11)$$

式中: Y 为调节机构的位置, 在水轮调节系统中为导水叶开度; ΔX 为机组转速 (频率) 与整定转速的偏差相对值; K_P 、 K_I 、 K_D 分别为比例项、积分项和微分项的增益。

这种控制规律是在早期的生产实际和理论研究中形成的, 也是人工控制的经验总结。随着时间增加逐渐增大控制作用的控制方式, 当 ΔX 为常数时, $Y_I = K_I \Delta X t$, 只要偏差存在, 积分项输出 Y_I 就不断增大, 直到偏差 ΔX 消除。它的作用是消除偏差, 作用比较缓慢, 能使调节平稳。微分控制是一种有预见性的控制或是提前作用的控制, $\Delta X / \Delta T$ 这项是偏差变化的速度, 偏差变化得越快, 这项的调节作用就越强。即使偏差很小, 只要偏差变化快, 微分控制作用也很强, 在调节系统中有很强的抑制系统振荡作用, 提高系统的稳定性。一般混入到反馈信息中的干扰信号变化都较快, 微分作用会增强干扰信号, 所以当机组并入电网后, 都会切除微分。

2.3.2 适应式变参数调节

在经典的 PID 控制中, 调节参数 K_P 、 K_I 、 K_D 对调速系统的动态行为有很大的影响。选择和整定这些参数是水轮机调节技术中的重要一环。尤其是当水轮发电机组运行工况发生变化时, 调节规律和调节参数的整定值必须相应调整。由于微型计算机具有逻辑判断能力, 现代微机能判断机组运行工况, 调节器一般采用适应式变参数 PID 调节, 当工况发生变化时微机调速器会自动改变 (存储在计算机中的) 调节参数和控制规律的组合 (PI 或 PID)。但这种适应式变参数调节, 绝不是自适应调节, 它们有本质的区别。

2.3.3 水轮机调节器的调节参数

现代微机调速器一般都采用经典的 PID 调节规律, 其调节参数主要有:

K_P ——比例增益, 无量纲。

K_I ——积分增益, 量纲为 $1/s$ 。

K_D ——微分增益, 量纲为 s 。

我国调速器标准中要求三项调节参数按下列范围设置:

K_P : $0.5 \sim 20$ 。

K_I : $(0.05 \sim 10) / s$ 。

K_D : $0 \sim 5s$ 。

而对缓冲式调速器, 要求调节参数按下列范围设置:

暂态转差率 b_t : $1\% \sim 100\%$ 。

缓冲时间常数 T_d : $1 \sim 20s$ 。

加速时间常数 T_n : $0 \sim 2s$ 。

缓冲式调速器和电子调节器加电液随动系统结构的调速器都可以采用 PID 调节规律, 两者调节参数定义和物理意义不相同, 但是存在着如下关系

$$K_P = \frac{T_D + T_n}{b_t T_d}; K_I = \frac{1}{b_t T_d}; K_D = \frac{T_n}{b_t} \quad (5.3-12)$$

2.3.4 机组并网运行时调速器的调节规律及永态转差系数

水轮发电机组大部分时间是并入电网运行, 向电网送出电能。现在电网容量较一台发电机组的容量大很多, 并入电网以后, 机组导叶开度的变化, 只能改变自身的出力, 对电网频率的影响很小, 此时, 机组被电网拖入同步运转。电网

要求并入电网的机组必须按所要求的永态转差率运行, 这时, 调速器是按有差规律进行调节, 其静态特性曲线如图 5.3-7 所示。

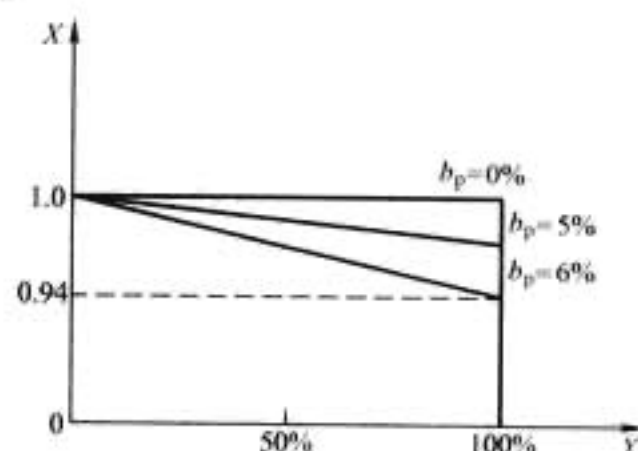


图 5.3-7 调速器的静态特性

并入电网后, 调速器输入输出关系表述如下

$$Y = -\frac{1}{b_p} \Delta X \quad (5.3-13)$$

式中: Y 为调速器的接力器开度; X 为机组相对转速; b_p 为永态转差系数。

b_p 永态转差系数定义为: 用相对量表示的调速器静态特性曲线斜率的负数, 计算式为

$$b_p = -\frac{\Delta X}{\Delta Y}$$

调速器标准中规定, 永态转差系数应能在自零至最大值范围内整定, 最大值不小于 8% , 零刻度不能为负值。只有按有差调节的调速器, 才能使并入电网的机组自动分配负荷。按无差调节整定的调速器, 当机组并入电网以后, 无法稳定运行。

b_p 值整定不同的调速器, 使机组在电网频率发生变化时, 所分配的负荷也不同。 b_p 值小的机组当电网频率下降时, 所增加的负荷就大。一般在电网中承担有调频任务的机组, 其调速器 b_p 整定较小。

近年来, 各电网为了保证电网的安全、稳定、优质运行, 要求并入电网的机组积极投入一次调频, 并对发电机组一次调频的响应速度、调节幅度、调速器人工死区、永态转差系数 b_p 提出具体要求。例如, 永态转差系数 b_p 一般为 $3\% \sim 4\%$; 人工死区为 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

2.4 水轮机调速器的调节模式

近代水轮机调节器部分的结构框图如图 5.3-8 所示, 自动运行时一般有四种模式, 机组并入电网以前仅一种即频率调节模式, 并入电网以后有三种, 即地区负荷小网运行频率调节模式、开度调节模式和功率调节模式。每种调节模式都有相应的处理子程序和调节信号输出。调节模式间的转换由微机调节器完成。

2.5 水轮机调速器的静态特性

《水轮机调速器与油压装置技术条件》(GB/T 9652.1—1997)、《水轮机电液调节系统及装置技术规程》(DL/T 563—2004), 对水轮机电液调速器静态特性的技术性能指标作出如下规定:

(1) 静态特性曲线近似于直线。

(2) 转差系数设置为 $b_p = 6\%$ 时, 测至主接力器的转速死区 i_x : 大型电液调速器不超过 0.04% ; 中型电液调速器不超过 0.08% ; 小型电液调速器不超过 0.1% 。

(3) 转桨式、贯流式水轮机调速器, 其轮叶随动系统的不准确度 i_a 不超过 1.5% 。协联曲线与理论曲线的偏差不大于设计值。

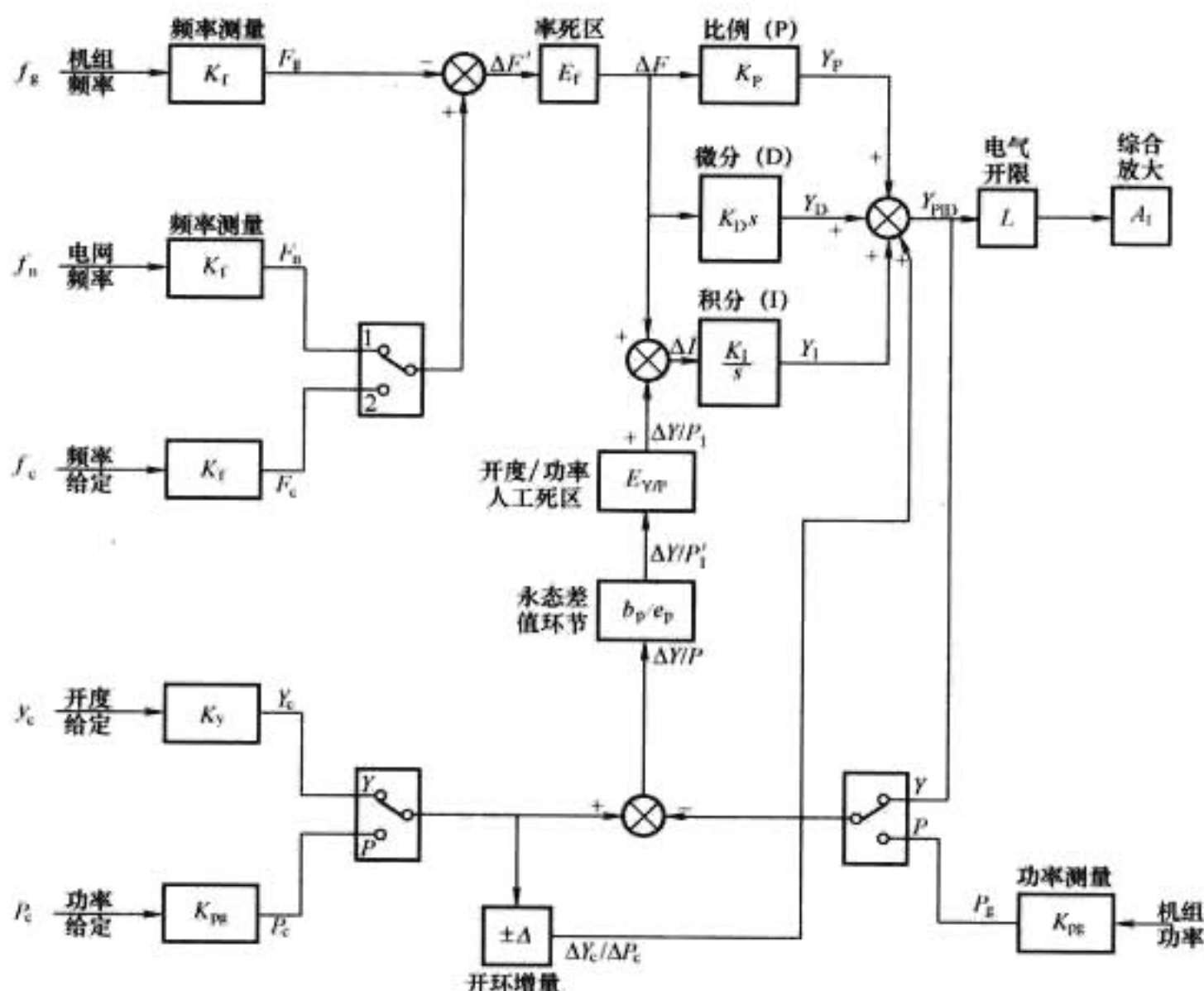


图 5.3-8 微机调节器结构框图

(4) 冲击式水轮机的对称两喷嘴之间的位置偏差，稳定工况下在整个范围内均不大于 2%。

应该指出，电子调节系统结构调速器的转速死区与所设置永态转差系数线性相关。理论计算公式为

$$i_x = b_p i_n$$

式中： i_n 为电液随动系统的不准确度。

目前，微机调速器绝大多数采用了电子调节式系统结构。检测微机转速死区时，不对 b_p 值作出规定，其测量结果是无意义的，是不可比较的。

2.6 水轮机调速器的动态特性

GB/T 9652.1—1997《水轮机调速器与油压装置技术条件》和 DL/T 563—2004《水轮机电液调节系统及装置技术规程》对水轮机调速器的动态特性有如下要求：

(1) 水轮机调速器应保证机组在各种工况和运行方式下的稳定性。

(2) 空载工况自动运行时机组空载摆动相对值，对大型调速器不超过 $\pm 0.15\%$ ；对中小型调速器不超过 $\pm 0.25\%$ ；特小型调速器不超过 $\pm 0.3\%$ 。如果机组的手动空载转速摆动相对值大于标准规定值，其自动空载摆动相对值不得大于手动空载摆动相对值。

(3) 机组甩负荷的过渡过程的动态品质应达到：

1) 甩 100% 额定负荷后，转速变化过程中超过稳态转速 3% 额定转速值以上的波峰不得超过两次。

2) 甩 100% 额定负荷后，从接力器第一次向开启移动开始，到机组转速摆动值不超过 $\pm 0.5\%$ 为止所经历的时间，应不大于 40s。

(4) 接力器不动时间不大于 0.2s。

2.7 水轮机调速器的功能

与过去的模拟式电液调速器相比，现代的微机电液调速器功能齐全，很多功能都是由计算机软件实现的。目前微机

调速器一般具有如下基本功能和特殊功能，由于特殊功能在调速器订货时有选择性，又称附加功能。

2.7.1 基本功能

(1) 机组和电网的频率测量，实现频率和负载调节的功能。

(2) 空载运行时，机组频率自动跟踪电网频率，实现快速并网的功能。

(3) 并入电网后，按永态转差系数 b_p 和频差自动调整机组出力的功能。

(4) 识别工作状态，自动改变工作模式，调节相应参数的功能。

(5) 除能接受中央控制室的脉冲控制指令外，还具有与上位机通信的功能。

(6) 采集水头信号，自动修正启动开度，限制开度和最大功率限制开度的功能。

(7) 对转桨式水轮机，可实现轮叶转角与水头及导叶开度之间的精确的协联关系。

(8) 友善的人机界面，具有采集并显示调速系统运行工况、工作状态、调速器参数和故障部位的功能。

(9) 实现自动工况至手动工况无条件无扰动的切换功能。

(10) 在自动和手动工况下可进行开机和停机操作的功能。

(11) 当自动部分故障时切换到手动操作的功能。

(12) 机组和辅助设备故障时，接受指令可实现紧急停机的功能。

(13) 在线故障诊断和处理功能。微机调速器一般具有如下在线故障诊断和处理功能：

1) 机组频率信号和电网频率信号的在线监测、诊断和处理功能。

2) 导叶和轮叶位置反馈信号的在线监测诊断和处理功能。

3) 水头信号的监测、诊断和处理功能。

- 4) 电/液或电/机转换部件故障监测、诊断和处理功能。
- 5) 电液随动系统的故障诊断和处理功能。
- 6) 微机主要模块故障检测和处理功能。

当微机调速器监测或诊断出上述部位的故障时,一般都设计有处理的措施,确保故障不再扩大和保障设备的安全。例如,电/液转换部件和电液随动系统故障时一般的处理措施是自动转入手动操作工况,并发出电液调速器故障信号。

2.7.2 特殊功能

2.7.2.1 容错控制功能:

- (1) 双微机系统冗余。
- (2) 双电液转换部件冗余。
- (3) 双导叶位置传感器冗余。
- (4) 残压测频和齿盘测频冗余。

2.7.2.2 离线诊断和维护功能

2.7.2.3 智能调试和试验功能

2.7.2.4 事故数据记录功能

3 水轮机调速器的电气部分

3.1 概述

水轮机电液调速器,从调节器的构成来看,经历了模拟电液调速器和数字电液调速器两个历史性阶段。模拟电液调速器依次经历过电子管、晶体管、小规模集成电路、大规模集成电路等几个阶段。数字调速器又叫微机调速器。数字调速器的发展经历过最初的单板机微机调速器、单片机微机调速器、企业自行设计生产的专用机调速器(如 DSP 的应用)、工业总线(如 STD 总线)式微机调速器,到现在的 IPC 调速器、PLC 调速器和 PCC 调速器。所谓 IPC、PLC、PCC 调速器是指电液调速器的微机调节器分别以 IPC、PLC、PCC 为核心(微机控制器)构成的,其构成框图如图 5.3-9 所示。

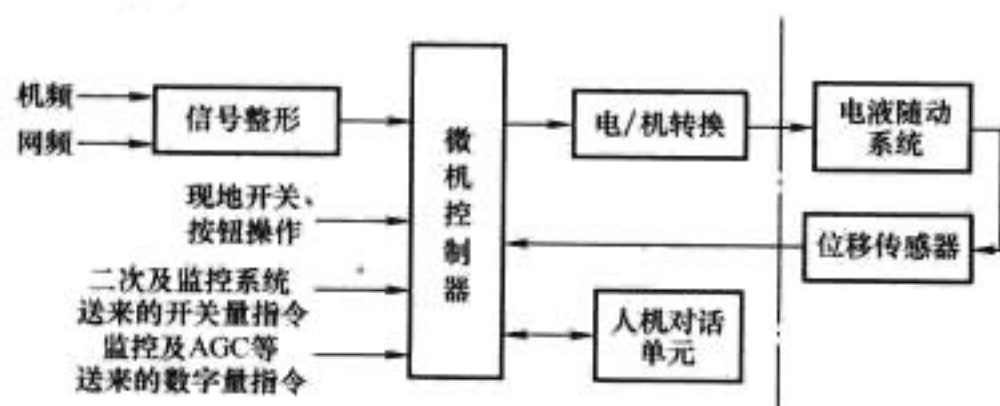


图 5.3-9 数字式电液调速器的构成框图

微机调速器一般由微机调节器及电液随动系统两大部分构成,具有可靠性高、外围电路少、编程方便、功能扩展性好等特点。因此,微机调速器是目前水轮机电液调速器的主流选择。下面的介绍以目前广泛应用的微机调速器的电气部分为对象来进行阐述。

3.2 微机调速器测速环节

测速环节是水轮机调速器的前置环节,其测量的精度、实时性、可靠性会直接影响调速器的静态和动态调节品质。

目前应用广泛的测速环节信号源为机端电压互感器电压(俗称“残压”)和齿盘测速头信号。

采用残压测频,对信号源有以下要求:

正常信号源电压有效值范围: $0.3 \sim 160\text{V}$;
可测量出的频率范围: $10 \sim 90\text{Hz}$ 。

采用齿盘测速,对信号源有以下要求:

正常测量电磁头脉冲峰值: $4.5 \sim 24\text{V}$;

可测出频率范围: $1 \sim 90\text{Hz}$;

测量精度: $\leq 0.005\text{Hz}$;

测频响应周期: $40 \sim 80\text{ms}$ 。

数字式调速器的测速(测频)环节,从硬件的角度来讲,有含在调节器内的,也有独立于调节器之外的。不管是哪种情况,为了保证调速器测频的实时性要求,一般说来,都是采用测量周波宽度的方法来测量机组和电网的频率,而不采用测量单位时间的频率数来实现。

作为残压测频的信号源,由于从互感器输出的正弦波上下半波可能出现的不对称性,如果采用测量高电平宽度的方法来测频的话,除放大整形之外,一般还要进行二分或更多的分频才能保证测频的准确性。

作为齿盘测频的信号源,齿盘应该安装在受机组振动和摆动影响尽可能小的位置,如发电机大轴或水轮机大轴上。目前有采用单传感器和双传感器两种方式。对于采用齿盘测速的接口回路,为了提高齿盘测频的精度和准确性,齿盘测速设计建议采用双传感器(双探头),采用双传感器的目的是消除由于大轴摆动和震动以及齿盘加工精度的误差造成的测频信号精度下降。

下面介绍几种典型的测频环节的构成和实现方法。

3.2.1 STD 等工业总线计算机测频板的测频

采用一般工业控制计算机作为控制器的水轮机调节器,由于测频环节不能应用工业控制计算机制造厂家的标准化硬件和软件模块,一般情况都是为其控制器特制专用的测频模板。有的测频模板是智能的,直接将频率测量的结果以串口或并口的形式送给控制器,而有的测频模板不带智能 CPU,通过控制器的总线将消息传递给控制器,由控制器的 CPU 计算出频率值。通常,这类专用测频模板的硬件构成包括测频信号源的放大、整形、分频、隔离等,最后变换成计算机易于处理的方波信号,同时实现测频计数的基准时钟;对于不带智能 CPU 的专用测频模板,还需将以上方波信号和基准时钟通过总线送给控制器。

3.2.2 单片机系统构成的 PLC 调速器测频

单片机系统构成的 PLC 调速器测频是由于一般中低档可编程控制器的高速计数器不能满足调速器对其测频精度的要求而产生的一种测频方法。

一般来说,单片机有丰富的软件和硬件资源,利用其内部的时钟、中断和计数器来测量频率(方波脉冲宽度)是一件很容易的事情,这里不作详述。

PLC 调速器的单片机测频有两种与 PLC 接口的方式:一种是将频率测量的结果以一组开关量的形式送给 PLC 的开关量输入模块,一般来说至少需要 16 个开关量输入点;一种是以串口通信的形式送给 PLC 的控制器。

3.2.3 基于 PLC 高速计数器的 PLC 本体测频

高档 PLC 一般有很好的测频硬件资源,如 500K 以上高速计数器模块。高频率的高速计数器模块,一般都能满足调速器对测频精度和实时性的要求。在水轮机调速器的应用中,控制器的选择常采用中低档的 PLC。对于中低档的 PLC,特别是整体式的可编程序控制器,常有几个 50K 左右的高速计数器,通过它们采用中断或查询的方法可以实现 PLC 的本体测频。为了提高测频的精度,常采用 4 分频、8 分频甚至 16 分频的方法来保证。为了保证静态调节的准确性和动态调节的实时性,常引入静态频率值和动态频率值的概念。采用 PLC 本体测频的调速器,具有很高的测频可靠性,是 PLC 调速器的理想选择。

3.2.4 PCC调速器的测频

PCC多数为32位CPU,具有高速的智能处理器TPU。TPU功能可使系统响应时间达到 μs 的范围,而CPU不需做任何加载。下面以PCC的面板和控制器一体化的典型机PP41为例进行介绍。PCC调速器的测频环节是一个硬件和软件都简单易行的过程,具有如下特点。

3.2.4.1 测频通道多

PP41本体的X2开关量输入接口中有10路DI输入,其中前4个通道具有TPU功能,用来处理测频。它可以同时测量四路频率,如机组频率3路和电网频率1路。可考虑包括机组残压测频主通道1路,机组残压测频备用通道1路,机组齿盘测频通道1路,电网残压测频通道1路。

3.2.4.2 测频过程简单

相对于PLC测频和IPC测频,PCC测频的软件部分显得更加简单且规范化。对应于4路专用测频通道,PCC有专用的测频语句。更重要的一点是,PP41中携带有测频程序的专用功能块。使用者只需要将频率的数字方波信号接入测频通道端口,然后按照规范稍做软件上的通道设置,通过调用测频功能块和运行测频程序,就可以获得频率的数值。

这种测频方法对使用者没有很高的要求,而且简单、容易操作。

3.2.4.3 测频精度高、实时性强、可靠性高

测频程序如下:

Speedn FUB LTXcpiX () (其中 $n=1, 2, 3, 4, X=C, D, E, F$)

$f = \text{晶振} / \text{Speedn} \cdot \text{DifCnt} \cdot \text{Speedn} \cdot \text{PCnt}$

程序中:FUB是别名调用命令语句,表示数组Speedn别名调用功能块LTXcpiX(),功能块LTXcpiX()具有测频功能。Speedn.PCnt表示采用多个周期测量然后取平均值的方法,其值代表测量的周期数,在测频初始化程序中由用户给定。在程序初始化中设置Speedn.PCnt=1,这样,通过功能块和程序上的设置,以保证测频的强实时性。Speedn.DifCnt表示累加到的脉冲个数,它由程序计数器给出。PP41中频率测量的晶振为6.3MHz,为内部时钟。

水轮机调节系统的速动性和稳定性要求、调速器的性能指标要求,需要频率测量有较高的精度和较强的实时性。

PCC调速器的测频时钟为6.3MHz,而一般的单片机或IPC测频时钟为1~4MHz,因此PCC调速器较其他类型的调速器有更高的测频精度。

PCC调速器的残压测频硬件接口回路中,只有正弦波的隔离和方波整形环节,不需要分频,因为PCC测频环节测量的是方波的上升沿和上升沿之间的时间,不存在传统的计算机测频采用测量脉冲宽度的方法。由于正弦波信号的不对称性,必须进行分频才能保证测量精确,因此PCC测频比传统的计算机测频实时性提高了一倍。PCC的齿盘测频接口回路中,为了保证和传统的计算机测频一样的精度(假设时钟相等),分频的次数缩小一倍,即实时性也提高了一倍。

PCC调速器测频的可靠性从以下三方面得以体现:①残压测频不需要分频,方波形成回路简单可靠;②6.3MHz的计数时钟为PCC内部时钟,不需要外部制作硬件回路,时钟回路可靠;③提供残压2路、齿盘1路共3路机频测量回路,软硬件冗余,互为热备用,充分保证测频的可靠性。

另外,因为数字电源对工作电压范围要求较高,而PCC调速器的工作可省去5V的数字电源,这对提高PCC调速器接口回路的可靠性很有好处。

3.3 调速器开关量输入

水轮机微机调速器的开关量输入主要用于:接收电站二次回路或机组LCU的命令或状态、运行人员的操作命令和频率测量环节的传递信号,如开机、停机、发电、调相、手动、增、减、跟踪、频率调节模式(开度调节模式或功率调节模式)、水位调节、一次调频、功能试验、16位频率或频差值(16个开关量输入)等。由于输入开关量容易产生抖动和干扰,设计开关量输入回路时应该采取隔离和去抖措施,如PLC和PCC内部的光电隔离输入回路就已经做过这方面的处理。

3.4 调速器开关量输出

微机调速器的开关量输出主要包括:

(1)调速器或机组工作状态的发光二极管指示,如开机、停机、发电、调相、手动(自动)、增、减、频率调节模式(开度调节模式或功率调节模式)、大网(或小网)工作、一次调频投入、机频正常(故障)、电气故障报警、功率测量正常(故障)、反馈正常(故障)等。

(2)调速器或机组工作状态的数值(常用数码管)显示,如水头 $H(\text{m})$ 、电气开限 $L(\%)$ 、频率给定 $F_G(\text{Hz})$ 、功率给定 $P_G(\%)$ 、机组频率 (Hz) 、机组功率、 P 、 I 、 D 、 E 、 b_p 等。

(3)向电站二次回路或机组LCU发送报警信号、调速器的工作状态和调速器自动切手动命令等,常用于驱动继电器,如自动工作状态继电器、自动故障报警继电器等。在直流继电器线圈的两端,一般应反向并联续流二极管。

(4)电动机(步进电动机)旋转方向控制和数字阀的开关方向控制等。

3.5 调速器的模拟量输入

水轮机微机调速器的模拟输入量通常包括导叶接力器位移信号、轮叶接力器位移信号(对于双调节调速器)、水头信号、机组功率信号。对于冲击式机组,喷嘴的位移信号和折向器的位移信号需要采集。模拟量输入模块或模板有电压输入和电流输入两种形式,一般采用电压输入方式。对于传感器离控制器较远的情况,建议采用电流输入方式。电压信号标准一般采用0~5V或0~10V,电流信号标准一般采用4~20mA。对于模拟量输入信号,通常通过有屏蔽的双绞线接入,且不与电源线和其他容易产生干扰的信号量并在一起走线。为了防止电压输入的噪声和干扰,可在输入的两端并联一个25V、0.1~0.47 μF 的滤波电容。

3.6 调速器的模拟量输出

水轮机微机调速器的模拟输出量有导叶接力器控制信号、轮叶接力器控制信号、喷嘴接力器控制信号、折向器接力器控制信号、模拟指示输出信号等。模拟量输出模块或模板有电压输出和电流输出两种形式,一般采用电压输出方式。需要远传的控制信号或指示,一般采用电流输出方式。电压信号标准一般采用0~5V或0~10V,电流信号标准一般采用4~20mA。用来输出电压时,可在输出端并联一个25V、0.1~0.47 μF 的滤波电容,以减小干扰和噪声。

3.7 调速器的位控输出

对于采用伺服电动机作为电动机转换器的水轮机调速器,一般采用位置控制方式(脉冲驱动方式)对电动机进行

控制。因此,微机调节器常有导叶接力器控制和轮叶接力器控制的位控模块(模板),与控制电动机的驱动器进行接口。以日本三菱电机公司的 PLC 为例,FX2N 内部有两个高速输出点可构成位控输出,FX2N-1PG 脉冲发生单元可进行位控输出;A 系列的 AD75P1 和 Q 系列的 QD75P1 可实现与控制电动机驱动器的位控输出连接。

3.8 控制电动机及其驱动器(步进、直流、交流)

多年以来,在定位驱动装置中,伺服电机构成的伺服系统和步进电机构成的步进系统一直处于互相竞争、互相促进的发展过程中。从微机调速器的应用来看,国内首先是采用步进系统作为微机调速器的电/机转换装置。近年来,采用直流伺服电动机和交流伺服电动机系统组成微机调速器的电/机转换装置,引起了许多大专院校、研究机构和生产厂家的重视。从当前两类系统的发展现状来看,由伺服电动机特别是交流伺服电机构成的电/机转换装置,更具有特点和优势,有可能成为一段时期内的发展趋势。

电动机类控制的调速器,其电动机控制系统由三个部分构成:控制器、驱动器和控制电动机。下面对三种电动机及其驱动器进行介绍:

(1) 步进电动机和驱动器在水轮机调速器中得到广泛应用的有日本 RORZE 公司的产品,如 RD-0234M 两相细分步进电动机驱动器和 RM26A3D(S) 两相步进电动机。

(2) 直流伺服电动机在水轮机调速器中得到广泛应用的有北京微电机厂的产品,该产品多应用于航空航天,并出口国外。调速器的电动机驱动很简单,通常调速器厂家自己开发生产直流伺服驱动器。

(3) 交流伺服电动机在水轮机调速器中得到广泛应用的有日本松下公司的 MINAS 交流伺服电动机及其驱动器。MINAS 交流伺服驱动器是一个功能复杂、适合多种用途的驱动装置。它本身为全数字式的,其控制方式灵活,功能强大,可根据所配电动机型号和负载惯量,调整其内部速度环增益和积分时间常数,以求达到最优控制,满足不同工况下调速系统的稳定性要求。另外,全数字式交流伺服驱动器具有故障自诊断功能,当交流电动机故障或交流伺服驱动器自身故障时,能发出报警信号。

3.9 比例阀和数字阀及其驱动器

比例阀分比例伺服阀和比例方向阀两种。由于两种比例阀都是液压工业中的标准件,生产量大,在工业控制系统中应用十分普遍,用作水轮机调速器电液随动系统的电液转换部件也是十分合适的。因此,两种比例阀在水轮机调速器中得到了广泛的应用。

数字阀实际上是一种高速逻辑开关阀。作为调速器的电液转换部件,它具有较高的响应速度。

比例阀的驱动常采用模拟量与调节控制器接口,数字阀的驱动则采用开关量与控制器相连接。比例伺服阀的驱动器一般具有接力器的零点幅值调整、调节与反馈信号的比较、差值电压、电压放大、功率(电流)放大等功能;数字阀的驱动器则简单得多,它只实现由控制器传递过来的开或关信号的功率放大。

3.10 调速器与上位机通信的接口与协议

随着微机技术的发展,调速器与自动发电控制系统间的数据交换已由开关量脉宽控制逐步发展成依靠通信进行数字接口和开关量脉宽控制两种形式可选。调速器与上位机(一

般指计算机监控系统的现地控制单元)的通信是现代水电站计算机监控系统的一个必备内容,虽然不同厂家微机监控系统的硬件、软件平台差异颇大,所采用的通信协议也不尽相同,但一般要求数字式调速器尽可能提供下列通信接口:

- (1) RS232C、RS422、RS485 等串行通信接口;
- (2) PROFIBUS、CAN、MODBUS 等现场总线接口;
- (3) 以太网接口等。

3.11 调速器的现场总线技术

现场总线(Fieldbus)技术产生于 20 世纪 80 年代,是电子、仪器仪表、微机技术和网络技术发展的成果。现场总线是一种工业数据总线,它主要解决了工业现场的智能化仪器仪表、控制器、执行机构和监控系统等现场设备间的数字通信,以及这些现场控制设备和上级控制监控系统之间的信息传递问题。现场总线是用于智能化现场设备和基于微处理器的控制室自动化系统间的全数字化、多站总线式的双向串行多信息数字通信的通信规程,是互相操作以及数据共享的公共协议。现场总线用全数字的双向通信代替了传统的 4~20mA、0~10V 模拟信号,原先的点对点接线方式如今可以改变成用一根通信电缆同时连接多台设备。

所以,在水电站的控制系统中,所有计算机控制设备很适合且易于通过现场总线接口连接在一起,以实现数据共享。比如水电站计算机监控系统与各辅机计算机控制设备(调速器、励磁等)的现场总线接口就是很好的互联方式。

目前,数字式调速器大多采用 RS232C、RS485 的形式与上位机进行通信连接,也有以组网的形式(如以太网)与上位机进行数据共享。

随着现场总线技术在工业控制系统中的应用与推广,水电站计算机监控系统采用现场总线与其他设备进行连接是其必然。水轮机调速器采用现场总线接口与上位机进行信息交互是一种趋势。比如,目前的 PCC 系列调速器大多都留有 CAN 现场总线接口作为备用。

有必要提及基于现场总线的水轮机调速器的开发与应用,尽管现场总线是大系统、分散系统的产物,调速器是小系统、采集信号源比较集中的设备,但开发基于现场总线的水轮机调速器也不失为一种新的尝试。

3.12 调速器的人机界面

作为调速器的人机界面——人机对话的窗口,数字式调速器经历了键盘 LED(数码管)显示板、键盘 LCD(液晶)显示板、键盘 CRT 显示、专业触摸显示屏(单色和彩色)、带触摸功能的平板 PC 等几个阶段。随着触摸显示屏在其他工业控制领域的广泛应用,专业触摸显示屏和带触摸功能的平板 PC 已成为调速器行业人机界面选择的一种必然趋势。

由于可满足用户需求和进一步提高微机调速器人机交互界面水平,更加简捷、准确、方便地实现对微机调速器的监视和操作,触摸显示屏的应用受到了用户的关注和欢迎。

专业触摸显示屏是专业厂家开发的触摸式图形显示操作终端,一般配有几个与其他计算机设备连接的通信接口,有自己的组态开发软件,可以很方便地实现调速器的表计(棒棒图等)画面制作、数据采集与显示、在线参数修改、安全权限设置、故障信息与追忆、波形录制与曲线打印、图形与文字宣传广告。但在要求采集点速度很快、画面制作更加精细的场合就有些困难了,比如甩 25% 负荷的接力器不动时间测试就不太合适,因为专业触摸显示屏的数据刷新频率是秒级的。

带触摸功能的平板 PC 实际上是一种功能强大的工业控制计算机, 速度很快, 容量很大, 具有多个与其他计算机设备连接的通信接口, 且带有触摸键。因此, 采用带触摸功能的平板 PC 可以实现调速器的表计(棒棒图等)画面制作、数据采集与显示、在线参数修改、安全权限设置、故障信息与追忆、波形录制与曲线打印、图形与文字宣传广告等, 只是需要用户采用 VB 或 VC 根据需要来编程, 工作量较大, 但能满足用户对调速器画面的各种特殊要求。因此, 采用带触摸功能的平板 PC 作为人机界面也不失为一种理想的选择。目前在调速器行业应用比较广泛的带触摸功能的平板 PC 主要是台湾的研华品牌。

3.13 调速器的辅助测试与仿真功能

水轮机调速器的设计与制造水平, 可通过出厂试验和电站现场投运试验两个阶段来进行考核。为了测试方便, 通常在水轮机调速器本体上配备有调速器的辅助测试功能, 在现代计算机强大的软硬件资源支持下, 调速器本体上完成调速器的辅助测试功能是一件非常容易的事情。常见的辅助测试功能有: 自动开机过程录波, 自动停机过程录波, 手动空载摆动值测试, 自动空载摆动值测试, 空载扰动过程录波, 甩 25% 负荷过程录波求接力器的不动时间, 甩 100% 负荷过程录波求过渡过程调节时间、调节次数和转速最大上升值, 故障事故追忆等。一般的, 出厂试验常需要模拟电站的情况(如引水系统、水轮发电机组、电网等)对调速器进行仿真试验, 对调速器的各项指标进行考核, 这就要求提供一套调速器的仿真装置。常常, 仿真装置独立于调速器, 对于一些大的机组, 也有将调速器仿真装置与调速器一体化的。仿真装置的功能一般包括有: 调速器控制参数优化, 调速器液压系统仿真, 机组—引水道—电网仿真, 调速器静态特性、协联曲线、转速死区试验, 转速摆动测定试验, 空载扰动试验, 接力器不动时间 T_q 测定试验, 甩负荷试验, 调速器 PID 特性测定试验, 调速器全数字仿真, 动态过程录波的全数字存储示波器, 频率信号发生器, 培训平台。

目前应用比较广泛的水轮机调速器仿真系统有: 河海大学的 HS-1H 型水轮机调节对象实时仿真和现场动态测试系统, 华中科技大学的 HG86 型水轮机调速器综合仿真测试仪, 华中科技大学的 TG2000 水轮机调速器和机组同期测试系统, 中国水利水电科学研究院的水轮机调速器测试和实时仿真系统。

3.14 调速器调节规律的形成

水轮机调速器的调节规律有经典的 PID、适应式变参数 PID、自适应、模糊、神经网络等控制规律。经实践验证, 经典的 PID 和适应式变参数 PID 是水轮机调速器一种非常理想的调节规律, 一直被广大调速器生产厂家所应用。

数字式调节器是对离散信号进行运算的机器。水轮机微机调节器对转速偏差 ΔX 信号进行 P 、 I 、 D 运算。PID 调节器运算框图如图 5.3-10 所示。

数字调节器一般都是按并联调节器的框图来设计的, 这样进行运算简便, 有利于程序设计。并联调节器有如下微分方程

$$Y(t) = K_P \left[x(t) + \frac{1}{T_I} \int X(t) dt + T_D \frac{dx(t)}{dt} \right] \quad (5.3-14)$$

当采样周期很小时可以通过离散化处理, 化成差分方程

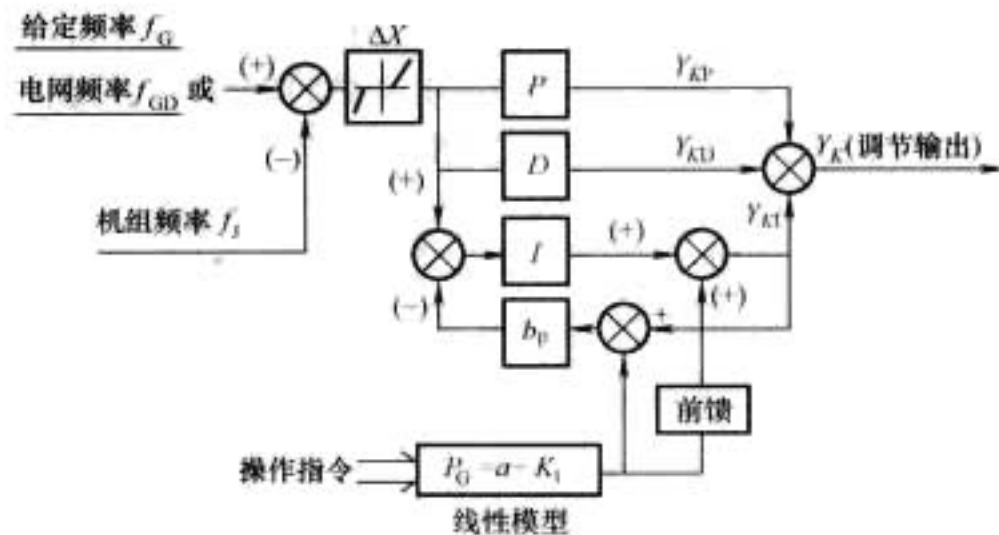


图 5.3-10 PID 调节器运算框图

$$Y_K = K_P X_K + K_I \sum_{j=0}^K X_j + K_D \Delta X_K \quad (5.3-15)$$

$$\Delta Y_K = K_P \Delta X_K + K_I \{ X_K - b_p [Y_{(K-1)I} - P_G] \} + K_D [X_K - 2X_{K-1} + X_{K-2}] \quad (5.3-16)$$

$$Y_K = Y_{K-1} + \Delta Y_K \quad (5.3-17)$$

式中: Y_K 为第 K 次采样时输出量; X_K 为第 K 次采样时的输入信号; $\Delta X_K = X_K - X_{K-1}$ 为第 K 次与第 $(K-1)$ 次的输入信号增量; T 为采样周期; K_P 为比例系数; $K_I = K_P (T/T_I)$ 为积分系数; $K_D = K_P (T_D/T)$ 为微分系数。

式(5.3-15)为位置型算式, 位置型 PID 数字调节器输出 Y_K 为全量输出, 是执行机构所应达到的位置。而式(5.3-16)和式(5.3-17)为增量型算式。

考虑负荷调整加进功率给定和前馈控制, 为了增强 PID 调节器抗干扰能力, 抑制高频干扰, 必须加进实际微分环节的分量, 于是得到水轮机的数字调节器的位置型差分方程为

$$Y_{KP} = K_P X_K \quad (5.3-18)$$

$$Y_{KI} = Y_{(K-1)I} + K_I T \{ X_K - b_p [Y_{(K-1)I} - P_G] \} \quad (5.3-19)$$

$$Y_{KD} = T_D / (T + T_D) \cdot Y_{(K-1)D} + K_D / (T + T_D) \cdot \Delta X_K \quad (5.3-20)$$

$$Y_K = Y_{KP} + Y_{KI} + Y_{KD} \quad (5.3-21)$$

式中: $T_D / (T + T_D) \cdot Y_{(K-1)D}$ 项是使理想微分成为实际微分的附加分量, P_G 项为功率给定装置的直线参考模型。

作为水轮机调速器, 如果执行机构——机械液压系统已到极限位置(全关、全开或机械开限处), 由于积分作用, 尽管计算 PID 差分方程式所得的运算结果继续增大或减小, 而执行机构已无相应动作, 这样就会出现积分饱和问题。当出现积分饱和时, 势必使超调量增加, 控制品质变坏。为了抗积分饱和, 必须对控制输出量进行全关、全开的限幅, 同时将积分作用切除掉(积分项也进行限幅)。

3.15 调速器电气协联的实现

双调节水轮机的协联函数是具有两个自变量的函数: $\& = f(\alpha, H)$, 其中 $\&$ 为桨叶转角, α 为导叶开度, H 为水头。它描述了桨叶、导叶和水头三者之间的关系, 此关系可以用 $\&$ 、 α 、 H 三维空间的一个曲面来表示。

微机调速器电气协联的特点就是采用数字协联, 将协联曲面 $\& = f(\alpha, H)$ 按水头 H 制成表格存入计算机的 ROM 中, 即

$$\&_0 = f_0(Y\alpha), H = H_0$$

$$\&_1 = f_1(Y\alpha), H = H_1$$

...

$$\&_m = f_m(Y\alpha), H = H_m$$

调速系统进入协联运行时,计算机按采集(或键入)的水头 H 及导叶接力器行程采集值 Y_a (百分数)进行线性插值查表计算。查表计算值输出给 D/A 转换模块变成电压信号,驱动桨叶随动系统,使桨叶转角等于查表计算值。

值得提醒的是,当导叶全关或低转速时,应将调速器的协联输出置于桨叶启动转角。协联曲线图见图 5.3-11。

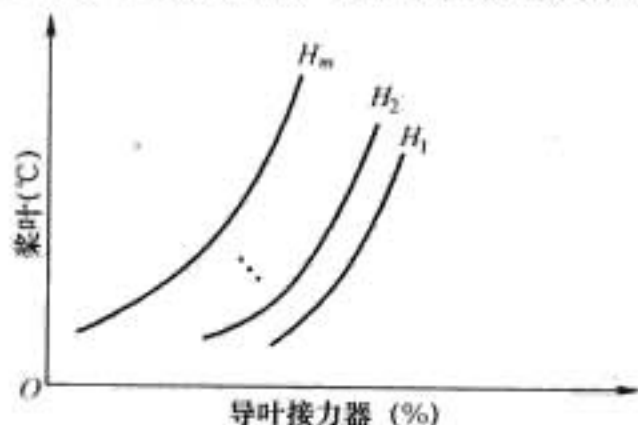


图 5.3-11 协联曲线图

3.16 多控单元调速器的调节与控制

冲击式机组的控制是一个复杂的多单元控制系统,有单喷针单折向器控制的,有多喷针单折向器(多折向器机械联动)控制的,还有多喷针多折向器控制的。

就目前的控制方式来讲,有以折向器为主调节,喷针协联于折向器的控制方式的;有以喷针为主调节,折向器协联于喷针的控制方式的。总结国内外冲击式机组水轮机调速器的应用情况,喷针与折向器采用单元独立控制,喷针为主调节通道,折向器不与喷针联动而根据转速和工况进行开启和关闭的控制。目前认为,这种调节控制方式是冲击式水轮机调速器的理想选择。

作为多喷嘴机组,冲击式水轮机调速器采用喷针及折向器的多重调节与控制,其调节控制系统指:①喷针调节;②折向器控制;③启动喷针数及工作喷针的选择;④机组带负荷时根据负荷自动进行喷针数的选择及切换。喷针对调速系统的调节性能起决定性作用,而折向器仅在大波动时对机组进行过速保护。

与协联式冲击式水轮机调速器相比,喷针与折向器采用单元独立控制的调速系统除具有较高的安全可靠性和较优技术性能之外,还具有结构简单、维护方便等优点。

3.17 单微机与双微机控制的调节器构成

水轮机调速器的控制部分,采用数字式调速器以来,有单机、双机和三机三种可选择的方案。三机方案的特点是:每台调节器分别对调速器的状态进行判断,对各相关模拟量进行采集,对各通道的频率信号源进行频率计算,分别计算出控制接力器的调节输出值,以相同或相近的值采用表决形式取最终的调节器输出值。同时每台机对自身的控制系统进行检错和容错,一旦本机系统出错,本机发出报警信号,并被取消参与表决的权利。双机方案的特点是采用冗余系统,双机互为备用,上电时每台机进行自检,一旦本机正常,就可参与上电时的主机竞争。

因此,双机工作时,一台为主机,一台为热备用机,主机计算出的控制值为最终的调节器输出值,一旦主机系统有硬或软故障,一方面主机系统发出故障报警信号,同时自动将备用机切为主机,原主机变成备用机,这时可人工进行故障备用机的处理,从而迅速恢复备用机于正常状态。单机方案是开发微机调速器初期的产物,一旦计算机系统故障,调速器将切为手动工作。

从理论和实际应用的情况分析,三机方案较复杂,基于

调速器手动可运行的情况,调速器不推荐采用三机方案;双机方案是微机调速器的热门选择,特别是采用一般的工业控制机的系统较为常见也较为理想,目前国内外采用双微机系统的调节器有将近 50%。单机方案是调速器控制器的可靠性提高到很高程度时的产物,如可编程序控制器、可编程计算机控制器是以可靠性为第一要素的工业控制专用控制器,控制器本体几十年的可靠性指标是选择它为调速器控制器的充分依据。因此,PLC 和 PCC 调速器控制器简单可靠,常采用单机方案,也建议采用单机方案。目前国内采用单 PLC 或单 PCC 调速器控制器的有将近 50%,国外采用单机方案更多。

3.18 微机调节器硬件的选择

目前在水电厂上应用的调速器调节器有单片机(8 位机、16 位机和 32 位机)、由 8088(8086、80186、8031、8098、80C196 等)构成的总线(如 STD 总线)式工业控制机、工业 PC 机、DSP、可编程序控制器、可编程计算机控制器等。近些年,可编程序控制器和可编程计算机控制器作为控制器的水轮机调速器逐步占领绝大多数市场份额,特别是中国市场。应该说这两类控制器也是目前广大用户理想的选择。具体到可编程序控制器的选择,从水电市场的应用和性能价格比上来看,日本三菱公司的 FX2N 系列、A 系列和 Q 系列,日本 OMROM 公司的 CPM1H 和 C200H α ,法国施耐德公司的 Micro 系列、Premium 系列、Quantum 系列被水轮机调速器广泛应用。可编程计算机控制器的选型,由于目前只有奥地利贝加莱一家公司生产 PCC 产品,从性能价格比来看,选择贝加莱公司 B&R2003、B&R2005 两大系列 PCC 来作为调节器的硬件是较理想的选择。

4 水轮机调速器的机械液压系统及主要部件

4.1 概述

在水轮机调速器中,机械液压部分的主要功能是将微机调节器的输出电信号成比例地转换成接力器的机械位移,并以足够大的推力驱动导水机构,控制进入水轮机的水流大小,实现机组转速和功率的调整。微机调速器的机械液压部分是微机调速器的液压放大和执行机构,它接受的机械、电气或液压输入的控制信号较弱,经过转换和放大而成为相当大的能量机械位移输出,是一个功率增益很大的系统。要精确控制增益如此大的系统,就必须采用闭环控制。因此,微机调速器的机械液压系统是一个闭环系统。

随着现代水轮机微机调速器的品种和数量不断增加,出现了很多工作原理和系统结构各异的机械液压系统。归纳起来,目前我国水轮机微机调速器的机械液压系统根据反馈信号的物理性质可分为两类,即电液随动系统和机械液压随动系统。前者的反馈量为电气信号,后者的反馈量为机械位移。它们主要由电液转换、液压放大(包括前置液压放大器)、液压执行(主配压阀、主接力器等)、紧急停机装置、电气反馈元件及过滤器等主要部件组成。

这一节主要介绍以上两种常用的机械液压系统及其主要部件。

4.2 电液随动系统

电液随动系统在电子调节器加电液随动系统结构的调速器中,起执行机构的作用。它是一个闭环自动控制系统,接受电子调节器输出信号 V_{PD} 的控制,其输出量 Y 将跟随控

制信号 V_{PID} 成比例地变化, 电液随动系统的输出量是主接力器的位置。因此, 电液随动系统实现了主接力器位置跟随调节器输出变化, 执行了调节器控制主接力器的任务。

电液随动系统中转换元件的输出量有机械位移和流量两种形式。电液转换元件的输出形式不同, 电液随动系统的工作原理、系统结构和配置差别较大。因此, 现代水轮机调速器的电液随动系统有两大类, 即采用流量输出转换元件的电液随动系统和采用位移输出转换元件的电液随动系统。

4.2.1 采用流量输出转换部件的电液随动系统

在采用转换元件为流量输出的电液随动系统中, 转换部件的输出流量都是控制主配压阀的辅助接力器。为使辅助接力器位移与转换部件输出流量成比例 (亦与电液比例阀控制信号成比例), 一般用两种方式构成闭环控制系统来实现: 一种方式是采用液压内反馈, 即当辅助接力器受流量控制产生位移的同时, 也反馈一个流量与输入流量相抵消 (平衡); 另一种方式采用内环电气反馈, 即在辅助接力器上安装位置传感器, 将辅助接力器位置信号反馈到电液比例阀的放大器中, 与控制电液比例阀的信号相平衡, 使辅助接力器位置与电液比例阀的控制信号成比例。

4.2.1.1 具有液压内反馈的电液随动系统

该电液随动系统由电液比例阀、主配压阀、紧急停机电磁阀、手动操作阀及位移传感器等组成。其系统结构框图见图 5.3-12。

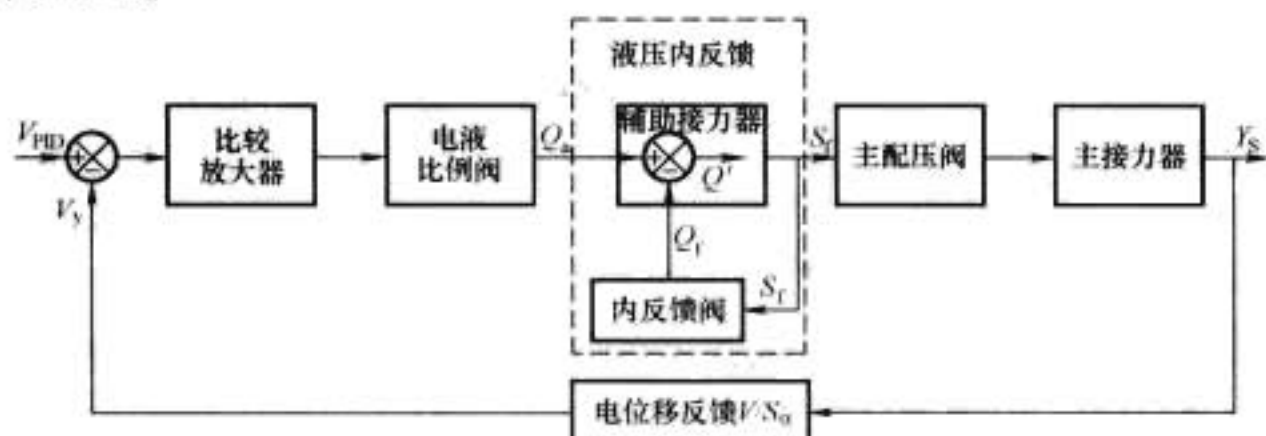


图 5.3-12 具有液压内反馈的电液随动系统原理框图

传统主配压阀的辅助接力器是一个积分环节。而在该系统中主配压阀内置了液压内反馈环节, 将辅助接力器的输出 S_f 与转换元件的输入 Q_e 改变成比例关系, 即其输出位移 S_f 与输入流量 Q_e 成正比, 成为流量—位移转换环节。所谓内部流量反馈, 由电液比例阀流量输入 Q_e 产生辅助接力器位移 S_f , 此位移与内反馈阀共同形成与输入流量相反的流量 Q_f 负反馈, 两流量平衡时得到 $\Delta Q = Q_e - Q_f = 0$ 。具有液压内反馈的系统工作原理见图 5.3-13。

动作原理: 自油压装置的压力油一路进入主配压阀的压力油腔, 另一路经双联滤油器过滤后进入电液比例阀、手动换向阀和引导阀。电液比例阀经手自动切换阀接通主配压阀辅助接力器控制腔。正常运行时, 紧急停机电磁阀与手自动切换阀均为通路, 主配压阀接通压力油。当电气控制信号与主接力器位置信号之差为零时, 电液比例阀阀芯在复位弹簧作用下复中, 切断辅助接力器控制腔的油路, 主配压阀准确地稳定于中位, 主接力器也将稳定不动。当电气控制信号减小时, 电液比例阀向关机方向运动, 使辅助接力器控制腔接通排油时, 主配压阀自中间位置向上移动一定距离, 主接力器向关机方向运动。同时带动位移传感器移动, 直到与电气控制信号相等, 两差值信号为零时, 电液比例阀和主配压阀便随之复中, 主接力器便停止运动。反之, 如电气控制信号增大时, 电液比例阀向开机方向运动, 使辅助接力器控制腔接通压力油时, 主接力器将向开机方向运动相应距离。这样, 主接力器将按一定比例随动于微机调节器控制信号, 构成了电液随动系统。

4.2.1.2 具有电气内环反馈的电液随动系统

该电液随动系统由电液比例方向阀、辅助接力器、主配压阀、主配压阀位置传感器及主接力器位移传感器等组成。其系统结构见图 5.3-14。

如图 5.3-14 所示, 为使辅助接力器位移与电液比例阀控制信号成比例, 在辅助接力器上安装了位置

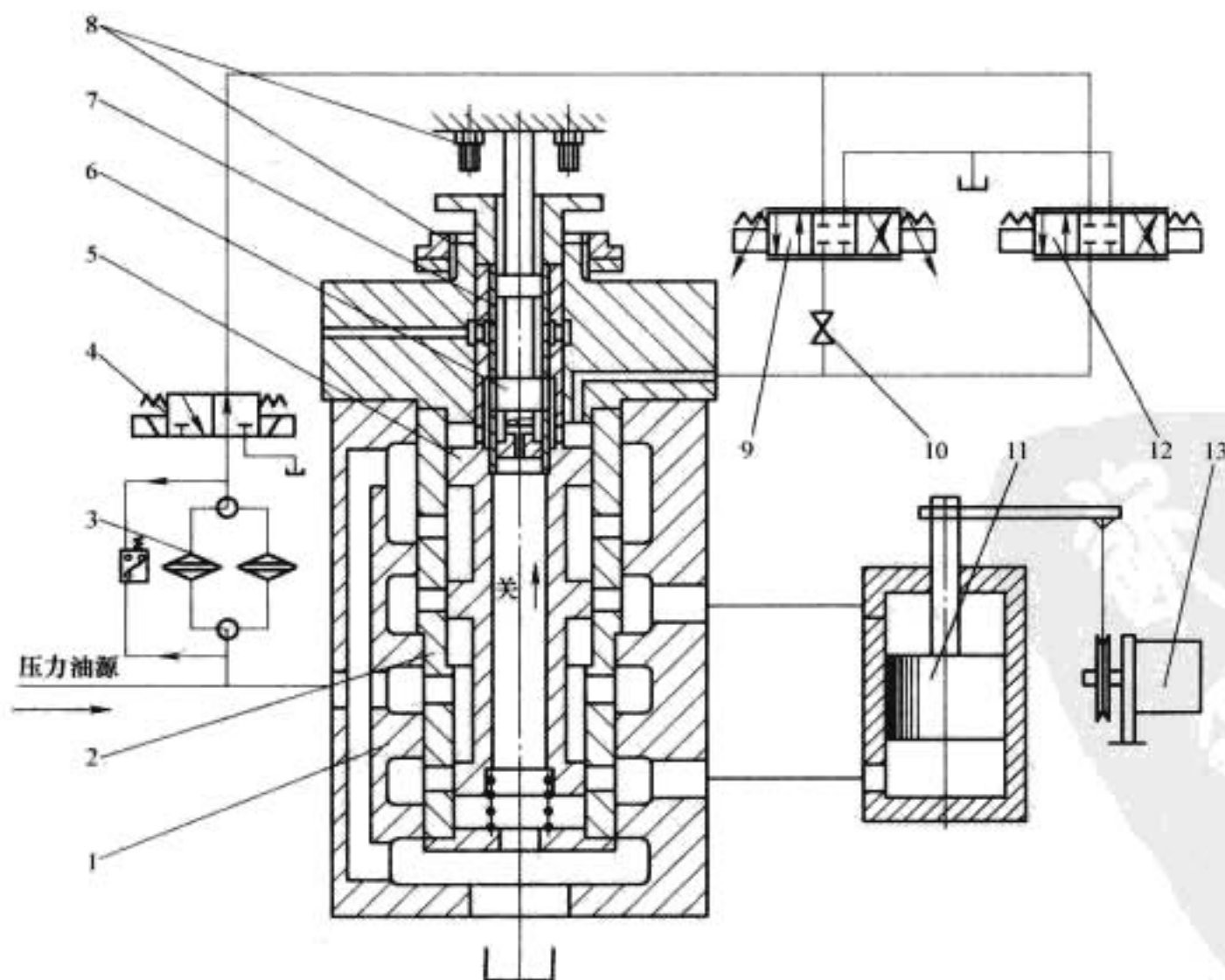


图 5.3-13 具有液压内反馈的电液随动系统原理图

1—主配壳体; 2—主配衬套; 3—双联滤油器; 4—紧急停机电磁阀; 5—主配活塞; 6—引导阀; 7—引导阀衬套; 8—开关机时间调整螺母; 9—电液比例阀; 10—手自动切换阀; 11—主接力器; 12—手动操作阀; 13—位移传感器

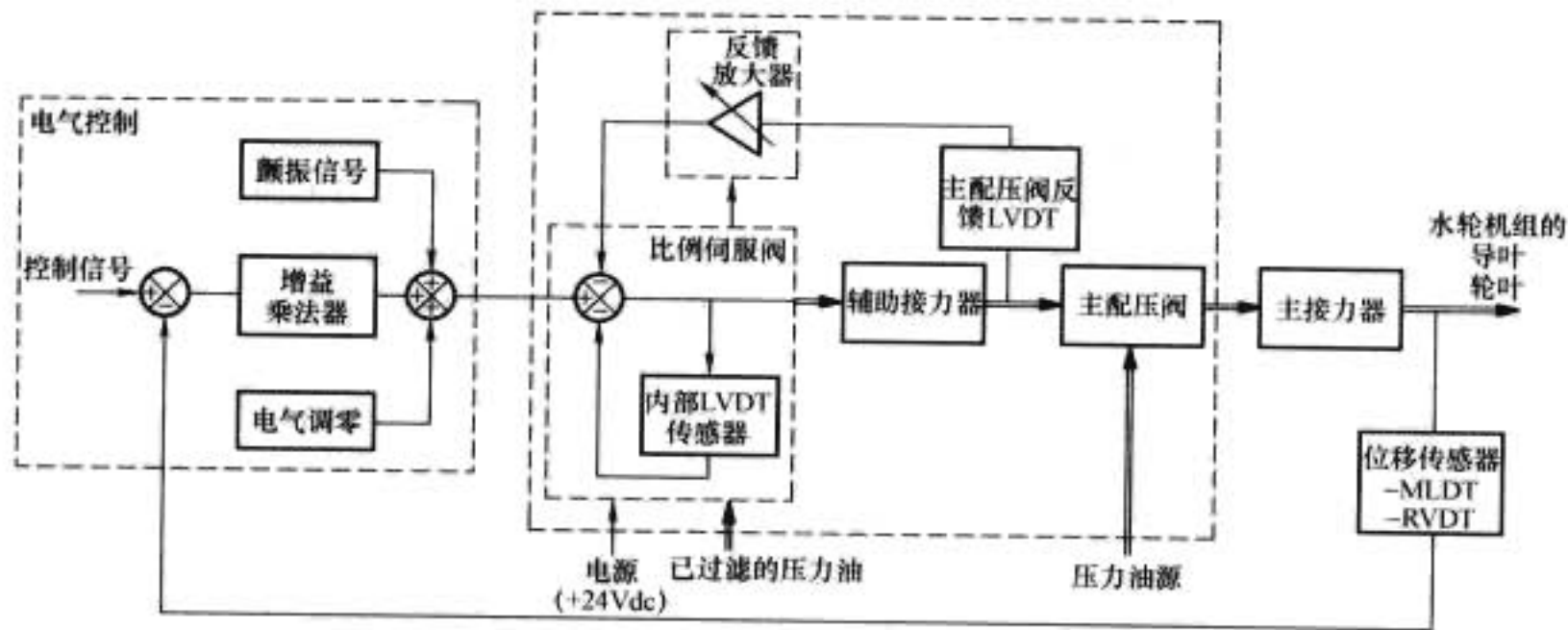


图 5.3-14 具有内环电气反馈的电液随动系统原理框图

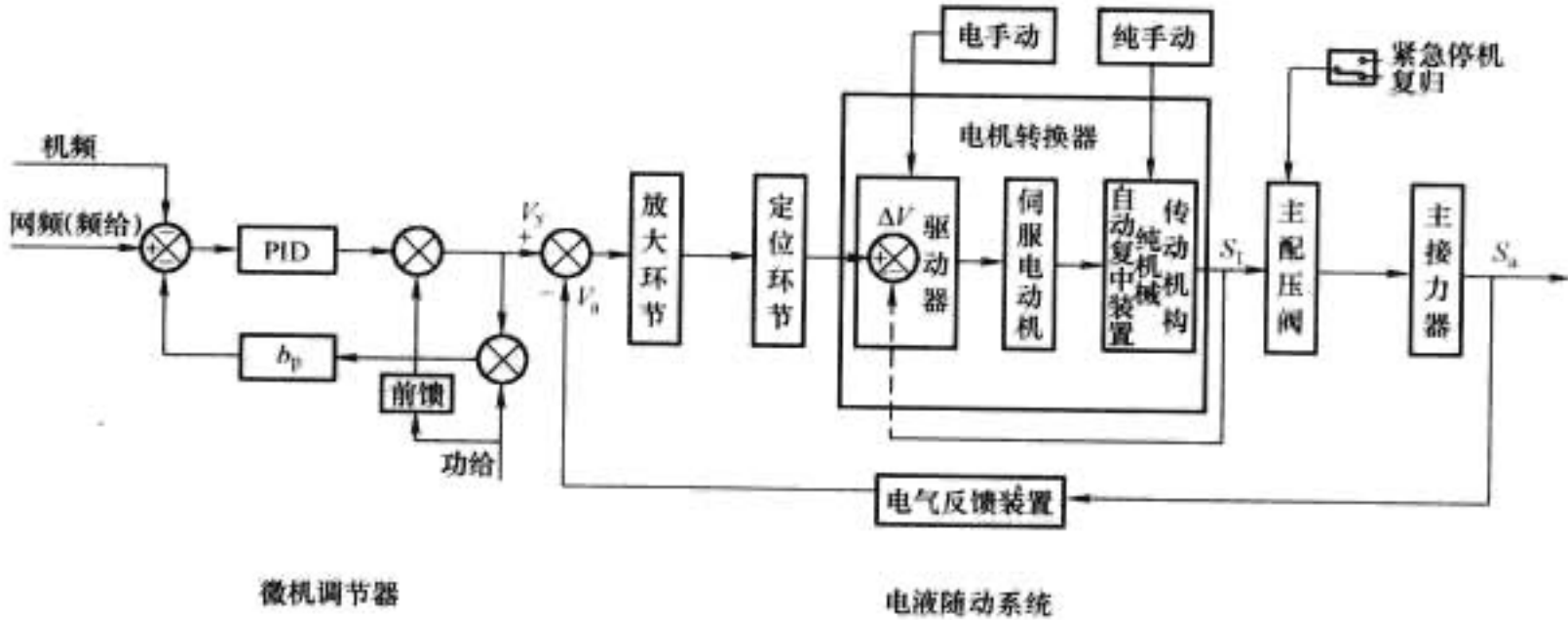


图 5.3-15 自复中伺服电动机类水轮机调速器电液随动系统原理框图

传感器，将辅助接力器位移信号反馈到电液比例阀的放大器，构成内环电气反馈。电液比例阀的控制信号与反馈信号的差值，控制电液比例阀，推动辅助接力器移动，直至差值信号为零才停止，实现了辅助接力器位置与电液比例阀的控制信号成比例。该随动系统的内环电气反馈，实现了将电液比例阀的控制信号与辅助接力器位置成比例地控制。辅助接力器与主配压阀为一体，因此主配压阀的开口将与电液比例阀的控制信号成比例。主接力器的位置信号反馈至电液比例阀之前，与电气控制信号相比较，其差值控制电液比例阀构成负反馈（即外环电气反馈），就构成了具有内环电气反馈的电液随动系统。

这种方法虽然增加了一个辅助接力器的位置传感器，但主配压阀（含辅助接力器）结构就简单了，有些主配压阀亦不再专门设置一个辅助接力器，而是在主配压阀的端部形成一个液压控制腔，来控制主配压阀的移动。

4.2.2 采用位移输出转换元件的电液随动系统

在采用转换元件为位移输出的电液随动系统中，转换部件的输出有直接作用于主配压阀的引导阀，也有通过调节杆件传递至主配压阀的引导阀。其系统结构框图见图 5.3-15。

如图所示，该电液随动系统由电机转换器（包括交流伺服电动机、滚动螺旋传动机构、手轮等）、主配压阀、紧急停机电磁阀及位移传感器等组成。其中电机转换器的工作方式类似电液转换器，详见 4.4.1 电机转换器。

采用位移输出转换元件的系统工作原理见图 5.3-16。

动作原理：自油压装置的的压力油一路进入主配压阀的压力油腔，一路经双联滤油器进入引导阀压力油腔。电气控制信号与主接力器位置信号之差为零时，电机转换器在平衡位置，主配压阀也稳定于平衡位置。当电气控制信号增加时，电机转换器向开机方向运动时，滚动螺旋副螺母向上移动，引导阀跟随向上运动（压缩弹簧向上作用力），辅助接力器控制腔与排油相通，主配活塞自中间位置向上移动，主接力器

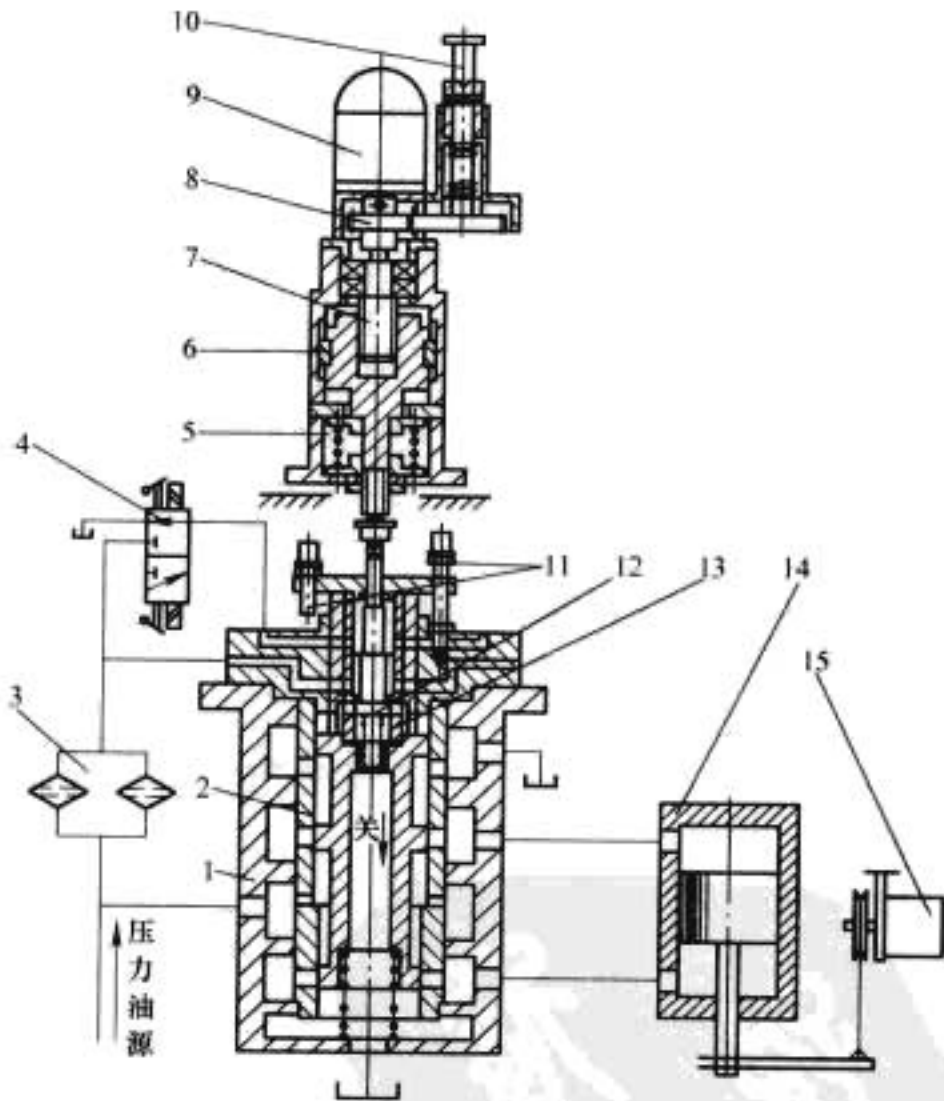


图 5.3-16 自复中电机转换器控制的电液随动系统机构原理图

- 1—主配壳体；2—主配衬套；3—双联滤油器；4—紧急停机电磁阀；5—纯机械复中腔；6—导向键；7—滚动螺旋副；8—齿轮联轴节；9—伺服电动机；10—手轮；11—开关机时间整定螺栓；12—引导阀；13—引导阀衬套；14—主接力器；15—位移传感器

向开机方向运动。主接力器在关机时，同时带动位移传感器移动，直到与电气控制信号相等，两差值信号为零时，电机转换器和主配压阀复中，主接力器便停止运动。反之，当电

气控制信号减小时,电机转换器向关机方向运动,滚动螺旋副螺母向下移动,引导阀便向下运动,辅助接力器控制腔接通压力油,主接力器向关机方向运动。这样,主接力器将按一定比例随动于微机调节器控制信号,构成了电液随动系统。

4.3 机械液压随动系统

这里介绍的机械液压随动系统在调速器系统结构模式中属于电子调节器加两级随动系统型的机械液压随动系统部分。电子调节器加两级随动系统结构模式的调速器,一般由三大部分组成:电子调节器(或微机控制器)、电动机伺服装置(或中间接力器)和机械液压随动系统。

图 5.3-17 是电子调节器加两级随动系统结构模式的系统结构框图。该两级随动系统主要由电动机伺服装置(包括交流伺服电动机、滚动螺旋传动机构、手轮、电气反馈装置等)、机械液压随动系统(包括主配压阀、紧急停机电磁阀、主接力器及机械反馈装置等)组成。

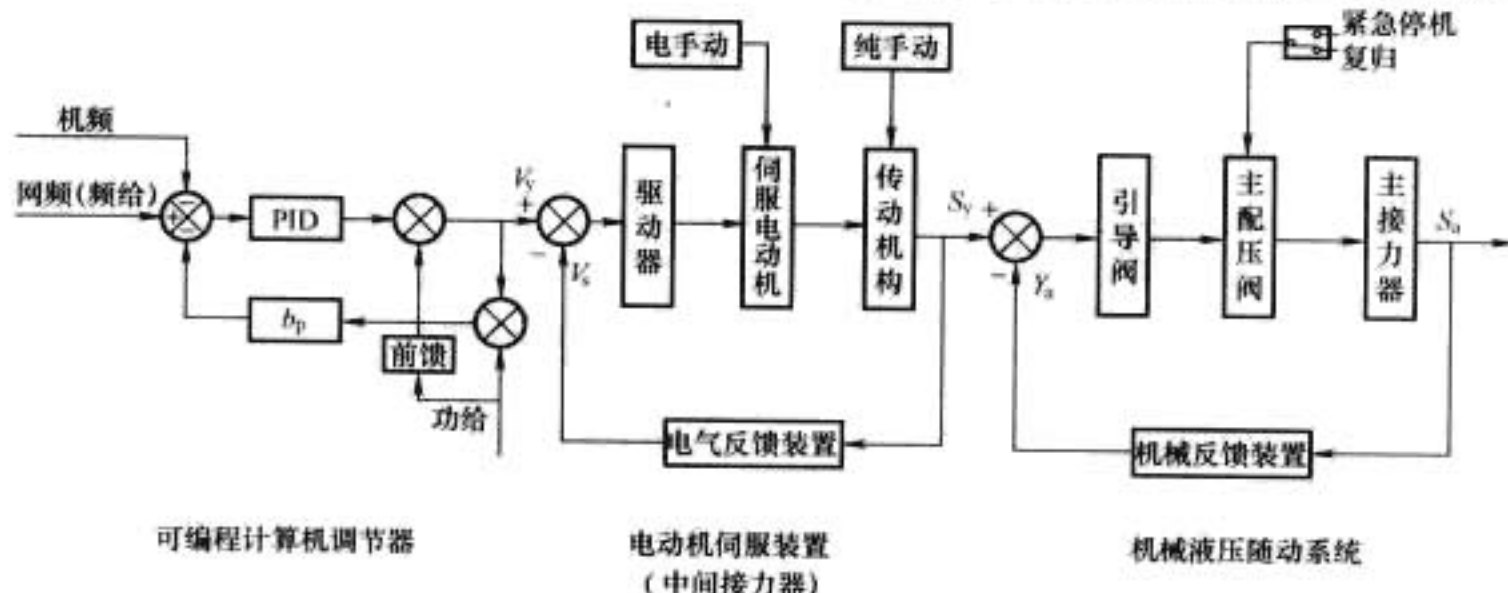


图 5.3-17 电子调节器加两级机械随动系统原理框图

在我国这类结构模式的调速器,多用伺服电动机或步进电动机构成的电动机伺服装置作为电气—机械位移的转换部件,也称前级随动系统,末级都是机械液压随动系统。其主要特征是机械液压随动系统控制的导叶位置必须采用机械位置反馈。当反馈链长、传递路径曲折时,不宜采用这类结构模式的调速器,但是如果将调速器的机械液压柜布置于水机层的接力器附近时,反馈链缩短,这类调速器也能显现其独特的优势。所谓座式调速器都布置于接力器附近,国外比较流行。

图 5.3-18 是具有两级随动系统调速器的机械液压部分原理图。

动作原理:自可编程调节器输入的控制电压与电动集成随动装置的反馈信号经差值放大电路进行比较,当控制信号大于反馈信号时,驱动电源的输出信号将使电动集成阀的伺服电动机逆时针旋转,通过螺旋副使阀芯向上运动,反馈电位器随之向上运动,直到反馈信号与电气控制信号相等,差值信号为零时,伺服电动机停止运动。相反,当控制信号小于反馈信号时,驱动电源的输出信号将使电动集成阀的伺服电动机顺时针旋转,通过螺旋副使阀芯向下运动,反馈电位器随之向下运动,直到反馈信号与电气控制信号相等,差值信号为零时,伺服电动机停止运动,实现了将控制信号成比例地转换成电动集成阀阀芯的位移。这是第一级随动系统。

正常运行时,主配压阀的引导阀和液控单向阀的控制腔经过紧急停机电磁阀接通压力油,一方面使主配压阀活塞在辅助接力器上腔压力和进油腔差压力的共同作用下,与引导阀一样处于中位;另一方面使液控单向阀处于常开状态,使电动集成阀的控制油路直接与辅助接力器上腔相通。在稳定平衡状态下,电动集成阀的阀芯将其衬套的上下油孔封闭,切断通往辅助接力器上腔的油路,使主配活塞准确地稳定于中位,主接力器也将稳定不动。当电动集成阀的阀芯在伺服电动机作用下,向上运动一定距离时,辅助接力器上腔即经过电动集成阀衬套的上油孔接通排油,在主配活塞进油腔差压力作用下,主配活塞自中位向上移动一定距离,使主接力器的关机腔接通压力油,主接力器即向关机方向运动,主接力器向关机方向运动的同时,通过反馈斜块使电动集成阀的衬套上移,直到其上油孔又被封闭,主配压阀活塞随即复中,主接力器就停止运动。反之,电动集成阀阀芯向下运动一定距离时,主接力器也向开机方向运动相应距离。这样,

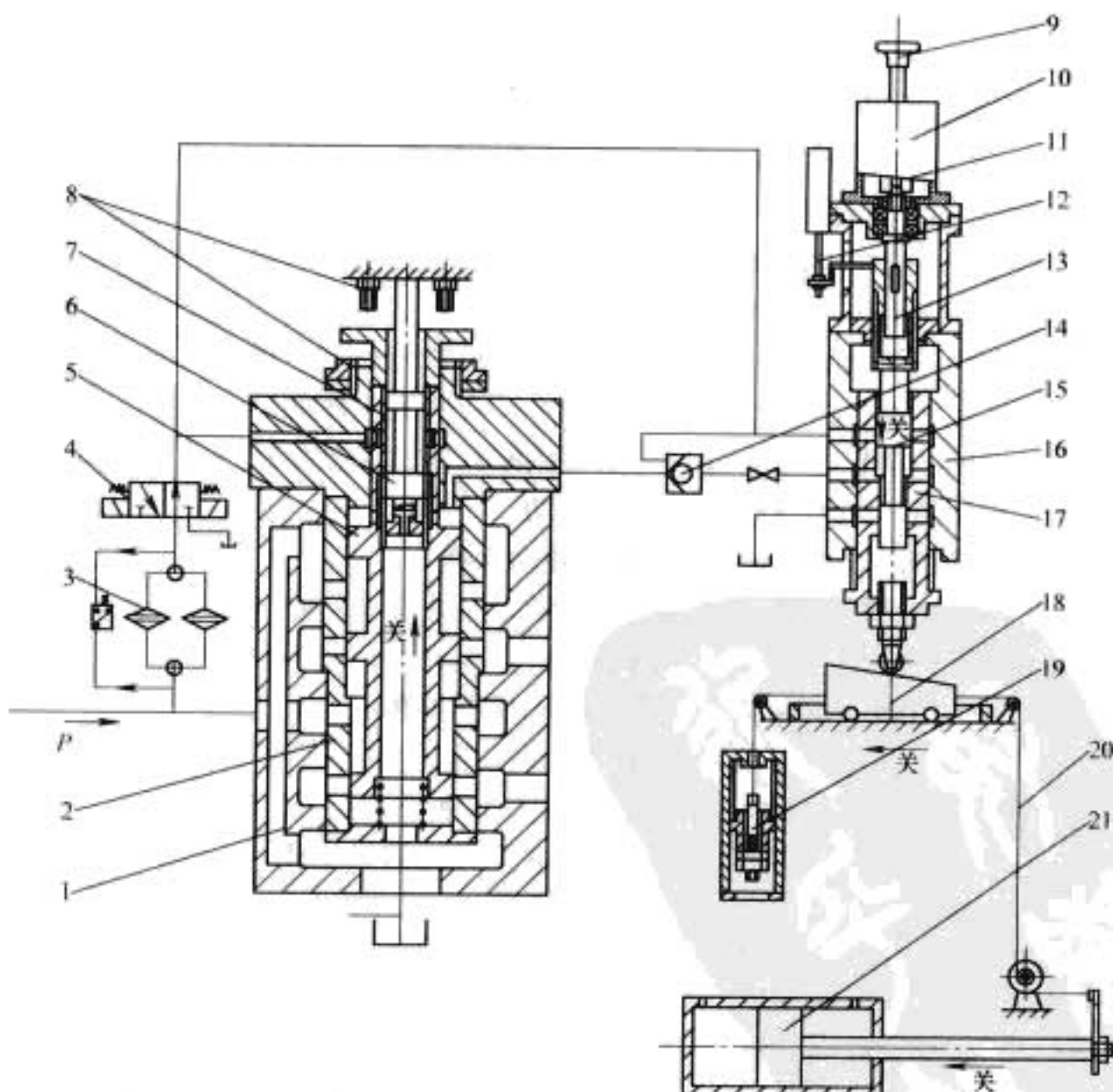


图 5.3-18 具有两级随动系统调速器的机械液压部分原理图

1—主配壳体;2—主配衬套;3—双联滤油器;4—紧急停机电磁阀;5—主配活塞;6—引导阀;7—引导阀衬套;8—开关机时间调整螺母;9—手轮;10—电动机;11—联轴节;12—位移传感器;13—螺杆副;14—液控单向阀;15—阀芯;16—壳体;17—阀套;18—反馈斜板;19—拉紧缸;20—反馈钢带;21—主接力器

第二级随动系统。

4.4 电液转换装置

电液转换装置是电机转换器和电液伺服阀的总称，是水轮机调速器中连接微机调节器和液压放大部分的一个非常重要的环节，用于将微机调节器的微弱电信号转换并放大为具有一定压力的流量信号输出或机械位移输出。

电机转换器与电液伺服阀所不同的是，前者将微机调节器的微弱电信号转换并放大为具有一定操作力的机械位移；后者是将微机调节器的微弱电信号转换并放大为具有一定压力的流量信号。根据这一重要特性，电液转换装置按其输出方式不同分为两大类，前者为位移输出型，后者为流量输出型。

4.4.1 电机转换器

电机转换器作为水轮机调速器的电/机转换装置开始应用于20世纪90年代初，是为了解决长期困扰水轮机调速器液压系统的抗油污问题应运而生的。它是将电气控制信号通过伺服电动机和螺旋传动机构转换成机械位移，用于控制位移输入型接口的主配压阀，其输出作用力一般达数十甚至百余公斤而无需液压放大。目前，电机转换器采用的电动机形式主要有直流伺服电动机、交流伺服电动机、步进电动机及摆动电动机。

电机转换器主要由伺服电动机（包括交流伺服电动机、直流伺服电动机、步进电动机、摆动电动机等）、螺旋传动机构（包括滑动丝杆、滚珠丝杆）、位移传感器（交流伺服电动机无此外置位移传感器）、机械自复中机构等组成。图5.3-19所示为交流伺服电动机控制的电机转换器工作原理图。

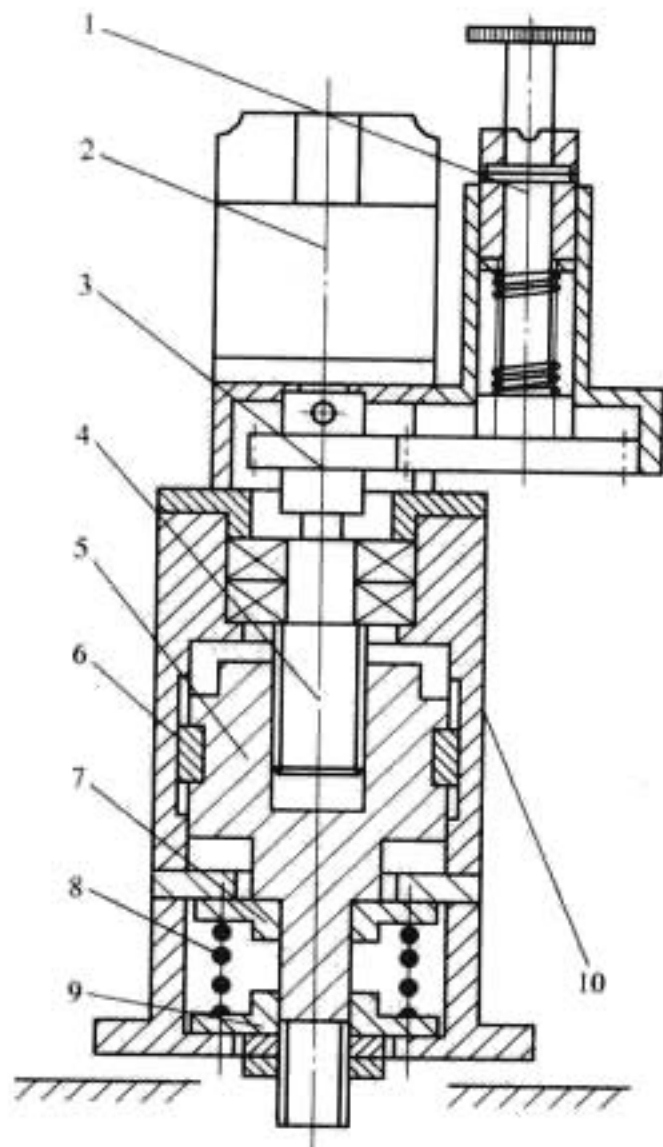


图 5.3-19 电机转换器工作原理示意图

1—手轮；2—伺服电动机；3—联轴节；4—滚动丝杆副；5—输出轴；6—导向键；7—上轴承座；8—复中弹簧；9—下弹簧座；10—机体

该交流伺服电动机控制的电机转换器的主要特征是传动机构采用大螺距、运动可逆的滚珠螺旋副，在复中弹簧及上、下限位座的共同作用下具有机械自复中功能。即它可以

在电源消失和无控制信号时，其位移输出为零，即保持中间平衡位置。其中，滚珠螺旋副的滚珠丝杆通过联轴节与电动机轴固接，滚珠螺母与输出轴固接。

4.4.1.1 动作原理

无控制信号状态（平衡状态），上、下弹簧座受复中弹簧预压力的作用，分别与机体下部复中腔中上下内端面精确接触，将输出轴置于零位（或称平衡位置）。当伺服电动机在电气控制信号或操作手轮的作用下，输出轴将离开平衡位置向上或向下位移运动。一旦电气信号消失或手动操作停止，在复中弹簧的复中力作用下，滚珠螺母逆向运动，使输出轴快速回到原平衡位置。由于上、下弹簧座与复中腔上下端面精密接触，因此输出轴复中误差很小，能很好满足主配压阀及时而准确回复平衡位置，并使接力器迅速稳定负荷。

4.4.1.2 主要技术参数及特性

(1) 交流伺服电动机及驱动器参数：

交流伺服电动机：MSMA082A；200V；750W；3000r/min；自带增量式旋转编码器。

驱动器：MSDA083A1A；三（单）相 220V；1.5kVA；采用交流 220V 和直流 220V 同时供电。

(2) 控制模式：具有位置、速度和转矩三种基本控制方式，还可组成位置—速度、位置—转矩和速度—转矩三种复合控制方式。目前，用于水轮机数字式电液调速器，一般工作在位置控制模式。

(3) 输出特性：具有平衡位置的机械位移信号。

(4) 输出轴向力：105kg。

(5) 控制信号消失自动复中误差：2~3 μ m。

(6) -3dB 频宽：10Hz。

4.4.2 电液转换部件

电液转换部件的型式比较丰富，根据目前应用大致可分为两大类。一类是早期水轮机调速器行业专用的电液转换器和电液伺服阀，如控制套式、环喷式、双锥式电液转换器等；第二类是广泛应用于液压工程系统比例阀和高速开关阀等。目前，在大型水轮机调速器中，第二类中的电液比例阀和比例伺服阀应用较为广泛。

电液比例阀从组成来看，一般有比例电磁铁与相应机能的液压阀阀体两大部分。前者将电气信号按比例地连续地转换为位移输出，后者将位移按比例地连续地输出压力或流量。

4.4.2.1 电液比例阀的特点

电液比例阀是一种能按输入电流信号连续控制方向的电液控制阀，其结构见图 5.3-20。它有如下主要特点：

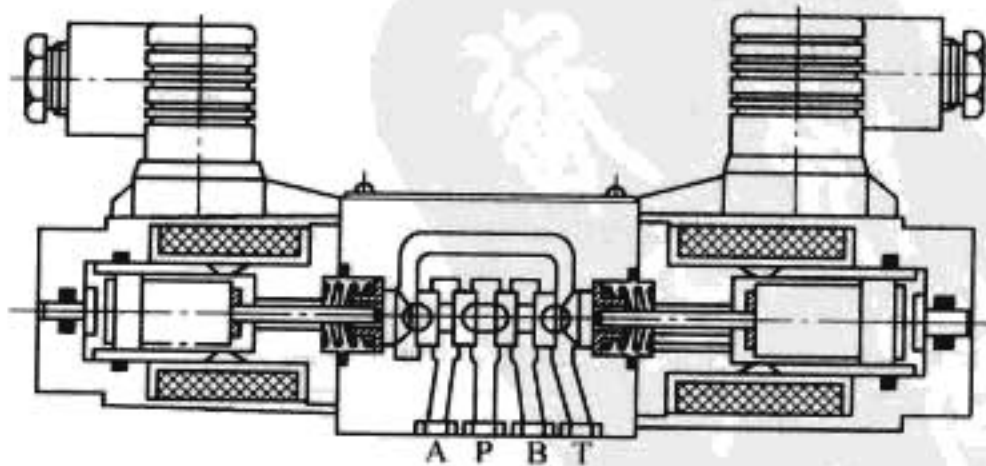


图 5.3-20 电液比例阀结构示意图

(1) 滑阀配合间隙仅和一般换向阀相当，因此对油质要求较低。

(2) 其比例电磁铁的输入功率较大，较比例伺服阀大一个数量级，这是提高其工作可靠性的技术措施之一。

(3) 电液比例阀的额定工作压差比比例伺服阀低一个数量, 与普通换向阀相当, 阀口压降约为 $0.25 \sim 0.8 \text{ MPa}$, 其系统能耗和温升远比比比例伺服阀的系统低。

(4) 可以同普通换向阀一样, 具有不同中位的滑阀机能。

(5) 当比例电磁铁不通电时, 其阀芯是由复位弹簧保持中位的, 中位搭叠量较大, 这是为降低成本而作出的一种抉择。优点是在失电时能保证受控负载的位置不产生漂移; 由于存在一定的中位搭叠量, 对中弹簧具有一定的预压缩量, 因此零位控制死区较大, 其起始电流值可达额定控制电流的 $10\% \sim 20\%$ 。

(6) 存在着 $3\% \sim 5\%$ 的静态滞环、较大的非线性, 其动态品质较比例伺服阀低。

4.4.2.2 比例伺服阀的特点

比例伺服阀的工作原理类似于普通电液比例阀, 但与普通电液比例阀有较大的区别。图 5.3-21 为比例伺服阀的结构示意图。

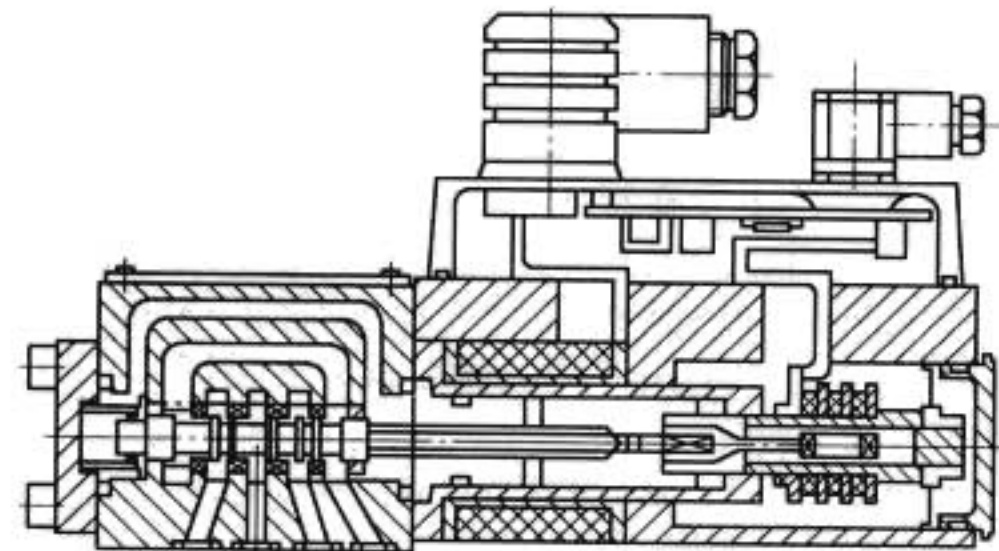


图 5.3-21 比例伺服阀结构示意图

比例伺服阀主要有如下特点:

(1) 液压阀体采用镶套结构, 阀芯是在硬质阀套内滑动, 具有较高的遮盖精度, 硬质耐磨的工作棱边保证了零搭叠的持久精度。

(2) 由于控制中位采用零搭叠, 保证陡峭的压力增益特性和平直的流量增益特性。控制精度高, 阀的滞环和不重复性均很小。

(3) 它有四个工作位置, 由一个行程控制型的比例电磁铁来控制。第四位一个是机械零位 (安全位), 与普通阀的中位相似。进入正常工作之前, 由一偏置电流使阀芯快跳到控制中位上, 这时阀芯与阀套采用零搭叠。工作期间, 阀芯在右边的三个工作位置上移动。在失电时, 由复位弹簧使阀芯定位在机械零位, 避免了断电时对系统构成潜在的危險。

(4) 与伺服阀相比具有较强的控制信号, 最大电流 2.5 mA , 最大功率 25 VA 以上, 而一般伺服阀先导级控制信号为数十至数百毫安。因此, 阀芯操作力大, 提高了工作可靠性和抗油污能力。

表 5.3-1 是一组普通电液比例阀、比例伺服阀、伺服阀的性能比较。

表 5.3-1 比例阀与伺服阀的性能比较			
特性	电液伺服阀	比 例 阀	
		比例伺服阀	电液比例阀
滞环 (%)	0.1~0.5	0.2~0.5	3~5
中位死区 (%)	理论上为零	理论上为零	$\pm(5 \sim 20)$
频宽 (Hz)	100~500	50~100	10~50
过滤精度 (ISO4406)	13/9~15/11	16/13~18/14	16/13~18/14

4.5 前置液压放大器

前置放大级通常是由辅助接力器和引导阀构成, 但它并不是一个独立的装置, 而是通常与主配压阀活塞联合在一起工作、起到两个功用的一个整体。它作为主配压阀的输入, 与引导阀等构成一级液压放大, 通常简称辅助接力器。

传统电液调速器和现代微机调速器的前置液压放大级一般有两大型。当电液转换部件采用流量输出形式时, 前置液压放大级的输入信号为流量; 当电液转换部件采用位移输出形式时, 前置放大级的输入的信号是机械位移。输出均为辅助接力器的机械位移。

4.6 主配压阀

主配压阀的作用是控制注入主接力器流量大小和方向, 是调速器机械液压系统末级液压放大的最终控制阀。

4.6.1 主配压阀的容量及规格

大型水轮机调速器由于不包括主接力器和油压装置, 其容量一般以主配压阀活塞的直径和工作油压来表征。

目前, 水轮机调速器系列型谱中规定:

主配压阀直径为 $\phi 80 \text{ mm}$ 、 $\phi 100 \text{ mm}$ 、 $\phi 150 \text{ mm}$ 、 $\phi 200 \text{ mm}$;

工作油压为 2.5 MPa 、 4.0 MPa 、 6.3 MPa 。

4.6.2 主配压阀结构型式及选材、热处理、工艺要求

4.6.2.1 主配压阀结构型式

(1) 活塞结构:

大部分厂家都采用辅助接力器活塞与主配压阀活塞为一体。主配压阀活塞有两阀盘或三阀盘结构, 其定位中心好, 结构简单。

(2) 带衬套结构:

衬套装在阀体的壳体内, 轴向相邻油腔之间通过间隙密封或 O 形密封圈隔离, 保证各腔室之间不窜油。采用衬套结构, 可以节约贵重合金全材料, 同时, 其内孔加工方便, 更易保证尺寸精度。由于衬套外圆与阀体内孔之间有一定的间隙, 当阀体油腔出口与油管路连接受外力作用时, 衬套不会变形, 确保活塞在衬套里移动不发卡。

(3) 无衬套结构:

所谓无衬套结构, 就是将衬套与壳体连为一体, 一般采用锻件整体结构。这种结构的最大特点是流道的通油面积较大, 结构简单, 相对体积较小。但热处理及加工较为困难, 没有一定的加工能力 (设备), 不易保证加工质量。

(4) 窗口形状:

主配压阀窗口一般均匀分布在衬套或壳体的圆周上。主配压阀窗口的大小和形状对主配压阀的油量特性有直接影响, 既要保证小波动的调节性能, 又要保证大波动能通过最大输油量。比较常见的主配压阀窗口通常采用矩形窗口, 并在矩形窗口的轴向边缘做成台阶式。这种台阶结构有利于提高调速器小波动时的工作性能, 还可使主配压阀搭叠量在部分孔口长度内较小, 在孔口的其他部分搭叠量较大, 从而减少主配压阀的死区, 漏油量也较小。

4.6.2.2 主配压阀所选材料及热处理

(1) 主配压阀壳体材料及热处理:

壳体是主配压阀体的主体件, 壳体材料的选用分为两种形式: 一种是铸铁或铸钢件, 适用于形状复杂的壳体。无论是铸铁或铸钢件, 在机加工前, 都需要进行正火或退火处理; 另一种是采用低碳钢或中碳钢锻件, 其加工成形后再与法兰座、管件进行焊接, 锻件壳体可承受较高压力。焊接

后,要进行去焊接应力退火处理。

(2) 活塞和衬套材料及热处理:

1) 活塞采用 45 号钢,经调质后外圆高频淬火处理,其硬度为 HRC40~45;衬套采用 40Cr,经调质后内孔高频淬火处理,其硬度为 HRC45~50。

2) 活塞和衬套均采用 38CrMoAl 材料,经调质后氮化处理,氮化层为 0.45mm,其硬度为 HV750 以上。

3) 活塞和衬套均采用 20CrMo 材料,表面渗碳淬火处理,渗碳层为 1.2~1.8mm,其渗碳层硬度为 HRC60~64,芯部硬度达 HRC35~40。

4.6.2.3 主配压阀的要求工艺:

(1) 活塞与衬套间隙控制:

活塞与衬套的配合间隙不能配合太大,间隙太大,内泄漏大。二者间隙的取值与配压阀的直径有关。一般名义尺寸在 $\phi 80\text{mm}/\phi 100\text{mm}$ 主配压阀,径向(双边)间隙控制在 0.015~0.02mm 之间;名义尺寸在 $\phi 150\text{mm}/\phi 200\text{mm}/\phi 250\text{mm}$ 主配压阀,径向(双边)间隙控制在 0.02~0.025mm。

(2) 活塞与衬套窗口搭叠量控制:

主配压阀活塞阀盘的高度与主配压阀衬套窗口的高度之差的一半称为主配压阀的搭叠量(又称单边遮程),我国调速器一般都采用正搭叠量。合理的搭叠量可以减小主配压阀在稳定平衡状态下的漏油量(或称静态耗油量)和降低液压随动系统的死行程。一般主配压阀单边搭叠量取 0.3~0.4mm。

4.7 分段关闭装置

在甩负荷中,尽管导叶全关时间相同,但采用不同的关闭规律,如二段或三段折线关闭时,产生的水压和转速上升率将不同。为适应不同水电站的需要,在调速系统中设置有液压控制的分段关闭装置,用于实现导叶的关闭规律。该装置布置在调速器主配压阀与主接力器之间的开机侧油管路上。

分段关闭装置的选型应与大中型调速器的工作容量相适应,并满足主接力器的关闭速率要求。其特征参数为:

油管口径: $\phi 50\text{mm}$ 、 $\phi 80\text{mm}$ 、 $\phi 100\text{mm}$ 、 $\phi 150\text{mm}$ 、 $\phi 200\text{mm}$ 。

油压等级: 2.5MPa、4.0MPa、6.3MPa。

4.7.1 构成

分段关闭装置主要由分段关闭阀、行程切换阀及斜块(或凸轮)组成,见图 5.3-22。

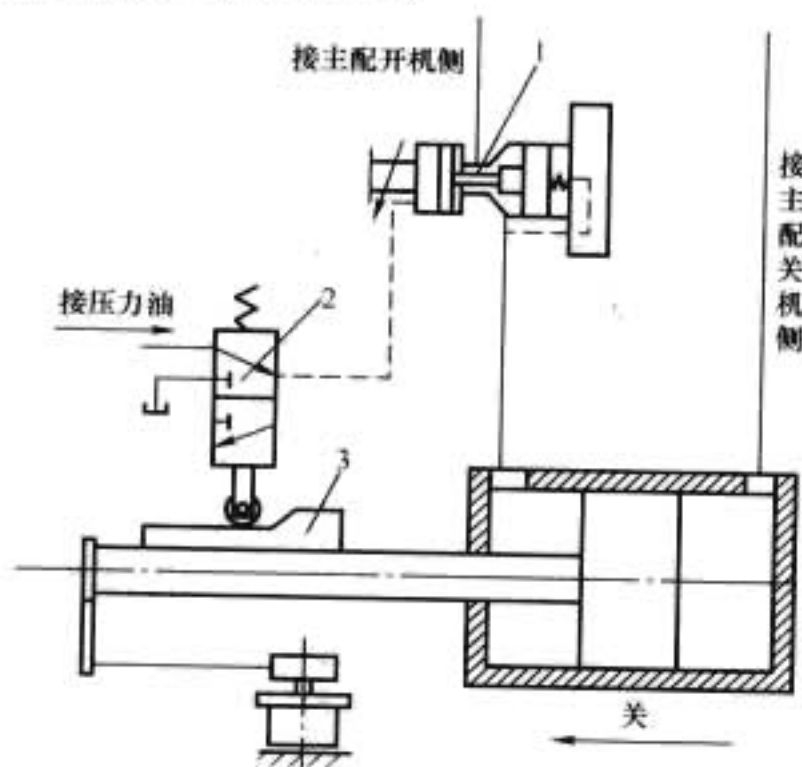


图 5.3-22 分段关闭装置系统

工作原理示意图(第一段状态)

1—分段关闭阀; 2—行程切换阀; 3—斜块

4.7.2 动作原理

分段关闭阀装在调速器主配压阀与主接力器之间的开机

侧油管路上,从而控制了主接力器的关闭规律;斜块(或凸轮)的行程与主接力器行程成比例,因而由斜块(或凸轮)行程控制动作的行程切换阀可以决定分段关闭拐点的位置。

4.7.2.1 第一段关闭过程

行程切换阀于弹簧复位工作位,压力油经行程切换阀进入分段关闭阀控制腔,控制活塞在压力油作用下将主阀顶开,主接力器的快关闭速度通过调节主配压阀的流量大小决定。

4.7.2.2 第二段关闭过程

当斜块或凸轮随主接力器移动到拐点处(此位置一般由设计院确定),行程切换阀克服弹簧力改变工作位,使分段关闭阀的控制腔接通排油,主阀芯向阀口方向移动,此时主阀芯于阀口形成节流,主接力器开始减慢关闭。通过分段关闭阀的调节螺杆决定第二段关闭速度。

开机过程,由于来自主配压阀的压力油直接顶开主阀芯,此时的分段关闭阀仅作为一个通道,对开机速度没有影响。

4.8 机组防飞逸装置(事故配压阀、重锤关机)

当机组因系统事故甩负荷时,如机组的调速系统同时发生某种故障,不能关闭导水机构,机组将发生过速甚至达到飞逸转速,可能对机组转动部分产生不同程度的损坏,甚至造成严重后果。为了防止机组损坏,需要采取防止飞逸或限制飞逸转速值的措施。通常采用的方法是在进水口设置快速闸门或引水管上设置进水阀;对于中、低水头电站,由于引用流量大,一般采用事故配压阀或重锤关闭装置实现对机组的过速保护。

4.8.1 事故配压阀

事故配压阀是一种大通径、特制的二位六通机能的换向阀,布置在调速器主配压阀与主接力器之间开机侧的油管路上。当机组转速过高(115%机组额定转速)、主配压阀拒动(调速器关闭导水机构操作失灵)时,阀芯换向,切断主配通道,压力油直接作用导叶接力器,强迫停机。目前,启动事故配压阀一般有电动、液动和手动三种方式。电动控制一般接受超过 115% 机组额定转速(主配拒动信号动作)或超过 140% 机组额定转速信号;液动控制通常接受纯机械过速限制器(>140% 机组额定转速)液控阀的流量信号;手动控制主要用于调试或电液失控状态。

事故配压阀的选型应与大中型调速器的工作容量相适应,并满足主接力器的关闭速率要求。其特征参数为:

油管口径: $\phi 50\text{mm}$ 、 $\phi 80\text{mm}$ 、 $\phi 100\text{mm}$ 、 $\phi 150\text{mm}$ 、 $\phi 200\text{mm}$ 。

油压等级: 2.5MPa、4.0MPa、6.3MPa。

4.8.1.1 构成

事故配压阀主要由配压阀体及先导阀组成。其中配压阀体包括常压腔小活塞、主活塞、衬套、节流塞等;先导阀通常为电磁换向阀或液动换向阀。参见图 5.3-23。

4.8.1.2 动作原理

(1) 正常运行工况:

当控制油口接通压力油(先导电磁阀在左位),主活塞油压工作面积大于常压腔小活塞油压工作面积,主活塞上移,油口 P、T 不通,主配压阀的开、关机油口分别与主接力器的开、关机腔相连。此时,主接力器受控于主配压阀,该事故配压阀仅作为一个通道。

(2) 事故配压阀投入工况:

当需要事故配压阀关机时,先导电磁阀关机电磁铁得电,控制腔压力油经电磁阀接通回油,活塞在常压油的作用下下移,事故配压阀换向。此时,切断主配压阀的开、关侧

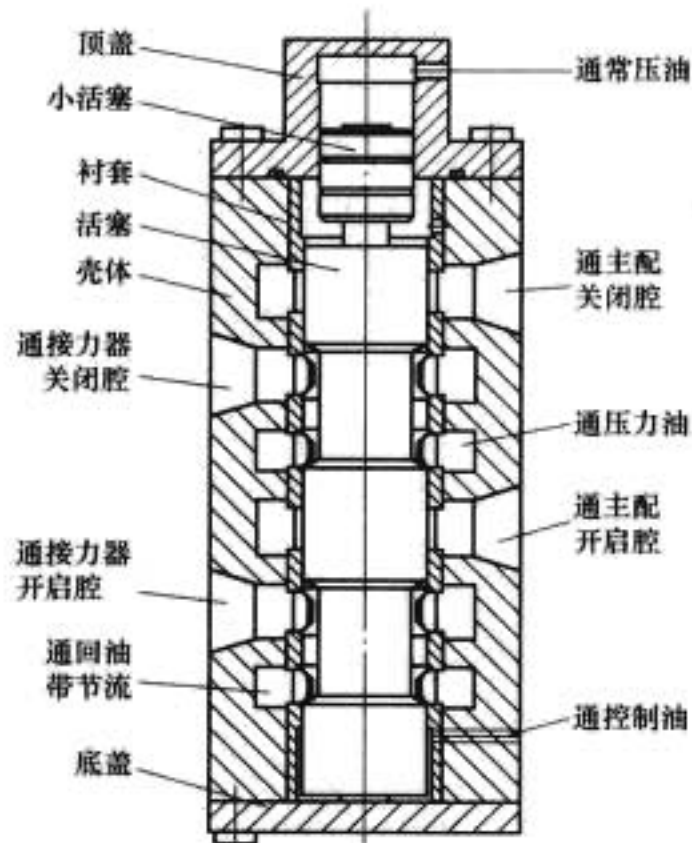


图 5.3-23 事故配压阀系统工作原理示意图 (事故配压阀投入状态)

油路, 压力油 P 直接进入主接力器关机侧, 主接力器开机侧与 T 相通。主接力器在事故配压阀的控制下强迫停机。

4.8.2 重锤关闭装置

贯流式水轮机组由于水头低、流量大, 通常不使用快速闸门或事故配压阀, 而是设置重锤关闭装置, 布置在调速器主配压阀与主接力器之间开机侧油管路上。重锤关闭装置的主要作用是, 当机组转速过高、主配压阀拒动 (调速器关闭导水机构操作失灵) 时, 切断主配通道, 同时将主接力器开机腔接通回油箱, 在重锤作用下关闭导水机构, 强迫停机。目前, 启动重锤关闭装置一般有电动、液动和手动三种方式。电动控制一般接受超过 115% 机组额定转速 (主配拒动信号动作) 或超过 140% 机组额定转速信号; 液动控制通常接受纯机械超速限制器 ($>140\%$ 机组额定转速) 液控阀的流量信号; 手动控制主要用于调试或电液失控状态。

重锤关闭装置的选型应与大中型调速器的工作容量相适应, 并满足主接力器的关闭速率要求。其特征参数为:

油管通径: $\phi 50\text{mm}$ 、 $\phi 80\text{mm}$ 、 $\phi 100\text{mm}$ 、 $\phi 150\text{mm}$ 、 $\phi 200\text{mm}$ 。

油压等级: 2.5MPa、4.0MPa、6.3MPa。

4.8.2.1 构成

重锤关闭装置见图 5.3-24。

4.8.2.2 动作原理

(1) 正常运行工况:

在正常工作情况下, 压力控制油通过手动换向阀、电磁换向阀进入插装阀 A 控制腔, 插装阀 A 关闭, 切断了接力器开机腔和回油箱之间的油路, 同时插装阀 B 控制腔接排油, 插装阀 B 开启, 打开主配通往接力器开机腔之间的油路, 以实现调速器的正常控制。

(2) 重锤关闭装置投入工况:

1) 当需要重锤关机时, 电磁阀关机电磁铁得电, 压力控制油经电磁换向阀进入插装阀 B 控制腔, 插装阀 B 关闭, 切断主配通往接力器开机腔之间的油路, 并使插装阀 A 控制腔接排油, 插装阀 A 开启, 接力器开机腔接回油。此时, 若主配在关机侧, 接力器关机腔通过主配与压力油相连, 重锤关机装置和调速器联合作用关机; 若此时主配在中位, 在重锤的自重力作用下, 接力器活塞向关闭方向运动, 关机油路上的单向阀由于负压作用打开, 无压油就充满接力器关机腔, 实现了重锤关机; 若此时主配在开机侧, 在重锤的自重力作用下, 接力器活塞向关闭方向运动, 产生负压, 无压油

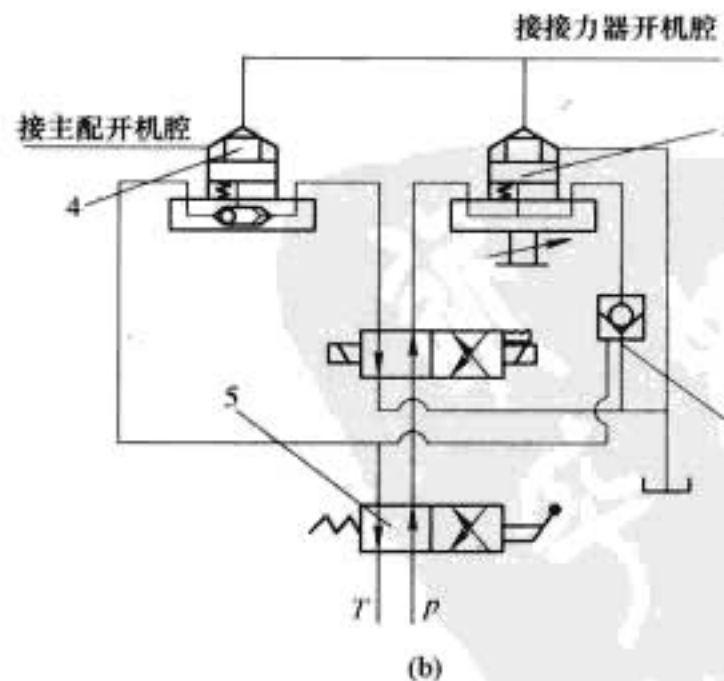
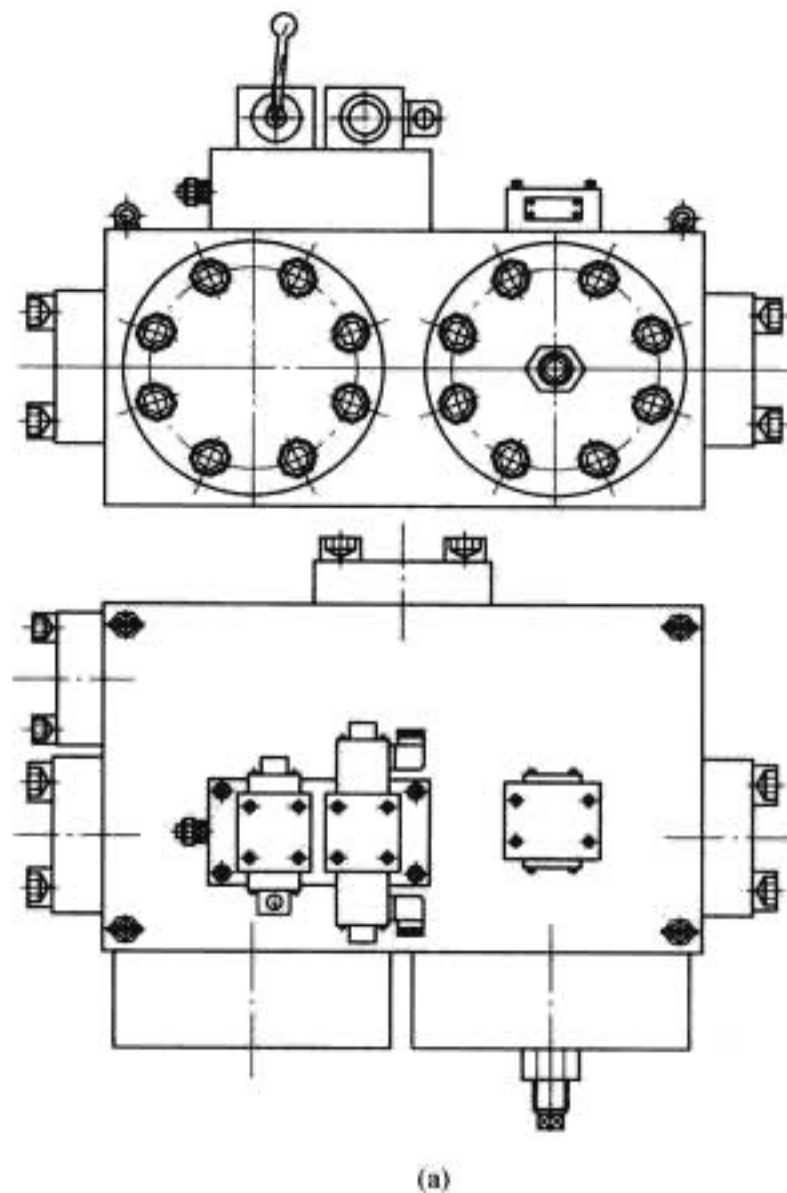
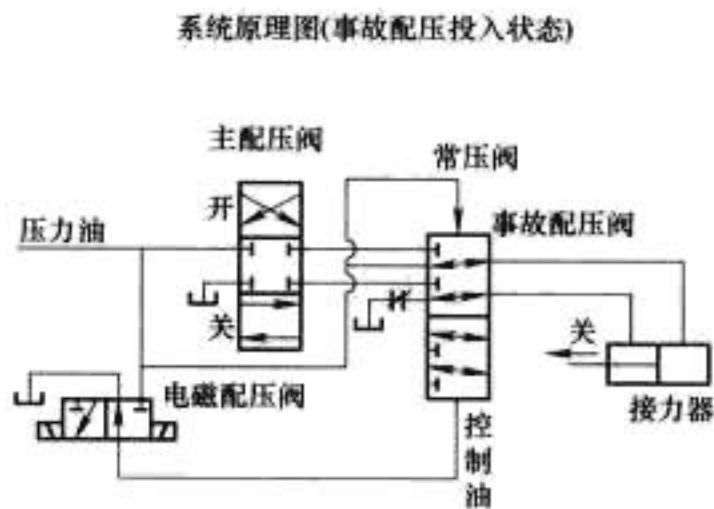


图 5.3-24 重锤关闭装置的系统工作原理示意图

(a) 结构图; (b) 工作原理图

1—液控单向阀; 2—电磁换向阀; 3—插装阀 A;

4—插装阀 B; 5—手动换向阀

经主配直接充满接力器关机腔, 完成重锤关机。关机的速度

可通过插装阀 A 控制盖板上的调整螺栓进行调节。

2) 当需要重锤关机时, 由于电源消失或电磁阀故障而导致电磁阀没有动作, 此时必须人工干预。推动手动换向阀把手至关机状态, 电磁换向阀接排油, 压力油通过手动换向阀直接进入插装阀 B 控制腔, 使插装阀 B 关闭, 切断主配通往接力器开机腔之间的油路; 同时打开液控单向阀, 确保在任何状态下均能让接力器开机腔和回油之间可靠联通, 使接力器关闭。

4.9 紧急停机装置

紧急停机装置主要由紧急停机电磁阀与相应的控制油路构成, 是设置在微机调速器中执行机组 (即机组二次回路) 事故停机的一个保护机构。它一般直接作用主配压阀的输出级。

紧急停机电磁阀通常采用标准二位三通电磁换向阀, 其工作电压一般采用直流 220V。该电磁阀换向阀具有如下特点:

- (1) 双电磁铁带机械定位器结构, 可以实现位置状态保持, 避免电磁铁长期带电。
- (2) 装有手动按钮, 特殊情况可在机旁进行手动操作。
- (3) 当调速器接收到紧急停机令, 无论所处何工况 (自动、电手动、手动), 紧急停机装置将直接作用主配压阀, 使其可靠、迅速地关闭主接力器。

4.10 滤油器

滤油器主要作用是保证调速系统中对油质污染敏感的元件工作可靠稳定以及其他过油部件的工作寿命, 提供清洁油源。在现代调速系统中, 对油系统油质清洁度管理已引起相当高度重视。

这里介绍调速器液压部分专用的双联精密滤油器, 这类滤油器应用较多, 其结构型式、功能特性以及运行维护均有一定的代表性。

双联滤油器系指滤油器有两只滤器, 其中一只工作另一只备用, 并且两只滤器切换时不断流, 以保证用油系统供油的连续, 进行在线 (机组运行中) 切换。其设计原则是: 具有足够的通油能力, 压力损失小; 过滤精度满足设计要求; 滤芯具有足够的强度和纳污容量; 滤芯能在规定温度下长期工作以及滤芯更换、清洗及维护方便。目前大多采用标准的滤油器。

4.11 主接力器位置反馈装置

主接力器的位置反馈装置系指位移传感器, 它是将主接力器的机械位移转换成相应的电气信号 (电压、电流或数字量) 反馈到调速器的电气部分, 从而实现闭环控制。此装置

一般布置在导叶和桨叶接力器附近。

由于主接力器的位置反馈是调速器可靠、稳定工作的一个非常重要的环节, 目前该位移传感器的型式很多。从布置方式区分, 有直线位移和旋转 (拉绳式) 角位移两种; 从工作原理区分, 有接触式和非接触式。一般大型电站在位移传感器的选型上, 采用无接触式直线位移传感器较多。

5 油压装置

油压装置是向水轮发电机组的调速系统供给压力油的能源装置, 是调速系统的重要组成部分。由于水轮机体积庞大, 作用在导叶、桨叶上面的水力矩和摩擦力矩甚大, 各接力器的容量亦是很大的; 另外, 紧急停机和负荷急剧变化时, 用油量较大。因此, 要求油压装置必须在一定的时间内连续地释放出足够的能量。

5.1 油压装置的形式和组成

油压装置通常有组合式和分离式两种形式。组合式油压装置的压力油罐直接装在回油箱上; 分离式油压装置的压力油罐与回油箱分开。前者结构紧凑, 但容量较小, 仅适用于中小型水轮机组; 后者容量范围较大, 适用于大中型水轮机组。

油压装置的工作能力是以压力油罐的额定工作油压及总容积来标志。

根据 JB/T 7072—2004《水轮机调速器及油压装置系列型谱》, 对油压装置的工作油压等级及容量大小有如下规定:

额定工作油压等级: 2.5MPa/4.0MPa/6.3MPa。

容量大小以压力油罐的容积 (m^3) 表征:

对于组合式有: 0.2/0.3/0.6/1.0/1.6/2.5/4.0/6.0;

对于分离式有: 1.0/2.5/4.0/6.0/8.0/10.0/12.5/16.0/20(10/2)/32(16/2)/40(20/2)。

油压装置主要由压力油罐、回油箱、油泵、组合阀及自动化元件等组成。

这里, 主要介绍大中型水轮机调速系统的油压装置系统和基本配置。

目前, 大中型油压装置系统的基本构成如图 5.3-25 所示。

5.2 压力油罐

压力油罐是一种储存器。它的作用是储存能量并减小工作时的压力波动, 还可以使油泵间歇或短时间运行, 从而减小能耗, 以使能量的利用更为合理。

压力油罐的工作介质为压缩空气和透平油。

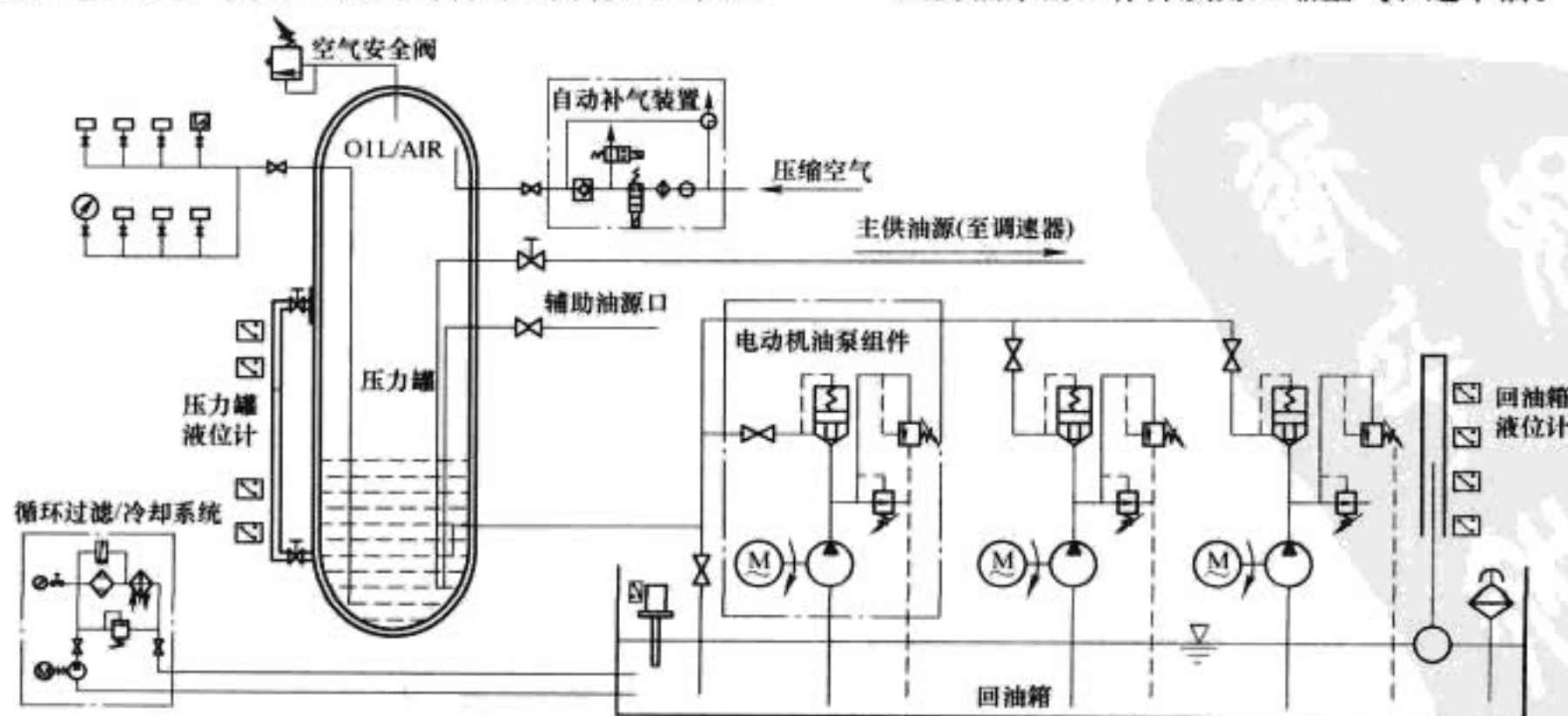


图 5.3-25 油压装置系统原理图

在额定工作油压时,压力油箱内的油与压缩空气之比约为1:2。

在额定工作油压确定后,油压装置的选择实际上是确定压力油罐的容积。压力油罐的容积计算一般可按经验公式估算。必要时可以根据主机制造厂提供的资料对压力油罐容积进行比较精确的计算。

5.3 油泵

油泵的作用是进行能量转换,输送液体。每台油压装置上一般配有2~3台油泵,其中一台作为工作泵,一台备用。如配置3台油泵,其中一台采用连续工作,此油泵容量按稍大于调速系统的漏油量来选择(尤其是转桨机组)。有的大型电站,如三峡水电站右岸机组,每台油压装置配置了4台相同容量油泵,其中一台作为增压泵连续运行。

大型油压装置的油泵一般采用三螺杆泵。近年来,内啮合齿轮泵愈来愈多地得到大量应用。

5.4 组合阀

组合阀是由不同作用的先导控制阀和主阀构成,具有单向阀(逆止阀)、减载阀、安全阀及卸荷阀(旁通阀)的功能,是大中型油压装置保护油泵及压力油罐的重要组成部分。

组合阀通常设有3个油口,其中油口P为进油口与油泵出口相连;油口P_s为出油口与压力油罐(或工作回路)相连;油口T为回油直接接回油箱。

图5.3-26为液压先导的组合阀工作原理图。

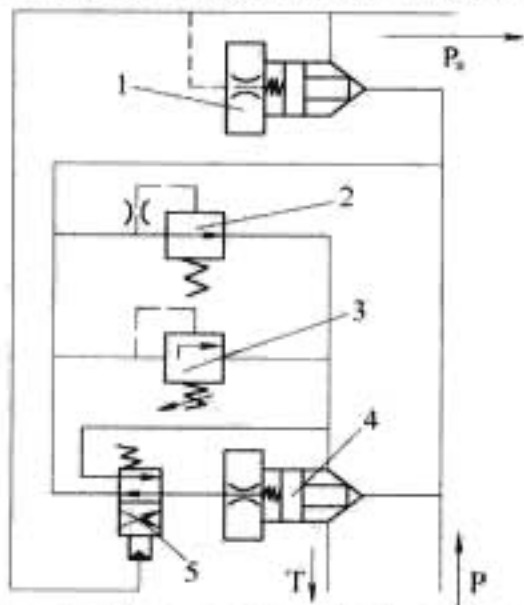


图 5.3-26 组合阀工作原理示意图

1—主阀1(液控单向阀);2—减载先导阀;3—安全先导阀;
4—主阀2(排油阀);5—卸荷先导阀

5.5 回油箱

回油箱的主要作用保证充分地供应工作油液,亦有储存油液、散发热量等作用。一般油泵电动机、组合阀、压力油罐或调速器机械柜等设备均安装在回油箱上。

在设计回油箱时,在结构上应注意以下几点:

- (1) 其容积约为压力油罐容积的1.2~1.4倍。
- (2) 回油箱的容积应保证油泵工作时吸油正常,并有足够的空间容纳系统的排油。
- (3) 油泵的进油管和操作系统回油管的管口应低于回油箱的最低油面,以防止吸入空气。回油管应对着脏油区的油箱壁,以利于散热。其他管道应尽量布置在油箱顶部,以便拆装。
- (4) 回油箱设置滤网将脏油区和净油区分开,避免脏油未经过滤连续循环,同时让油中的气泡有更多的时间逸出,并帮助油液冷却及沉淀污物。
- (5) 回油箱必须完全封闭,以防杂物进入。空气滤清器的通道大小应适当,保证在各种流量下油箱中的压力都维持在大气压附近,否则可能出现真空现象。

(6) 设置油位指示计,并配有液位开关,在油位不正常时发出信号。

(7) 在回油箱底部设置油积水信号装置。

6 典型的水轮机调速器实例

6.1 GLT-100型贯流式水轮机调速器

6.1.1 概述

贯流式水轮机可分为轴伸贯流、竖井贯流、全贯流和灯泡贯流四种,其中以灯泡贯流机组采用最为广泛,是适用于大、中型机组的一种性能良好的机型。其特点是水平布置,发电机布置在位于水轮机上游或下游流道内与水隔绝密封的灯泡形金属壳体内,由上游流入的压力水绕过灯泡外壳(当发电机布置于水轮机上游侧时),通过导叶直接作用于轮叶叶片,带动发电机旋转,其全部重量支撑在混凝土基础上。

灯泡贯流式机组发电机置于水下的灯泡内。由于水流条件的限制,灯泡比受到一定的限制,发电机尺寸小、重量轻、转动惯量小、飞轮力矩 GD^2 相应较小,因此其调节过程和常规机组相比,有一定的独特性。目前我国生产的贯流式机组调速器品种很多,技术水平较高,下面以武汉长江控制设备研究所生产的、安装于浙江赵山渡电站的贯流式机组调速器为例介绍。

6.1.2 GLT-100型灯泡贯流机组调速器

GLT-100型灯泡贯流机组调速器于1998年在浙江赵山渡电站成功投入运行。

6.1.2.1 调速器的主要特点

- (1) 采用变结构、变参数的PID控制技术,使机组在不同状态下均能稳定运行。
- (2) 应用数字协联技术,使机组保持高效率区运行,水流特性得到改善,机组振动小,并实现浪涌控制。
- (3) 用机械分段关闭装置,减少了快速关闭时造成水击压力的升高,并防止涌浪的发生。
- (4) 采用以插装阀为主要部件的新型重锤关机控制装置,确保事故情况下机组能安全、可靠地关机,保证了机组的安全运行。
- (5) 采用了三泵方案的6.3MPa油压装置,特设一台小油泵在稳定运行时补充正常耗油,减少了大泵的频繁启动及由此引起的噪声和厂用电波动。

(6) 考虑了贯流式机组的特点和要求,其电柜为标准电柜,布置于机旁;调速器的机械液压部分和油泵、电动机等布置于回油箱上;压力油罐与回油箱分开,均布置于运行层;压力油罐与回油箱的连接油管、调速器控制油管、控制电缆和动力电缆均布置在运行层的管沟内。厂房无需设置专门的管道层,既可节省土建费用,又使主厂房内布置得整齐、宽敞,方便运行。

对贯流式水轮机,当机组并入电网以后,投入水位控制方式功能时,水库水位是调节目标。此时,调节器将按给定的控制水头与实际水头之差进行PI运算,控制导叶和桨叶接力器开度,控制机组流量,从而起到水库水位自动调节的目的。应该指出水位控制只在并入电网后投入使用,开机、停机、空载运行时应退出水位控制。

6.1.2.2 调速器的结构型式

该调速系统包括电气柜、油压装置、电液随动系统、分段关闭装置及重锤关机装置。

机械液压系统工作原理见图5.3-27。

6.1.2.3 现场试验结果

2002年6月26~27日水电设备质检中心对投运的浙江

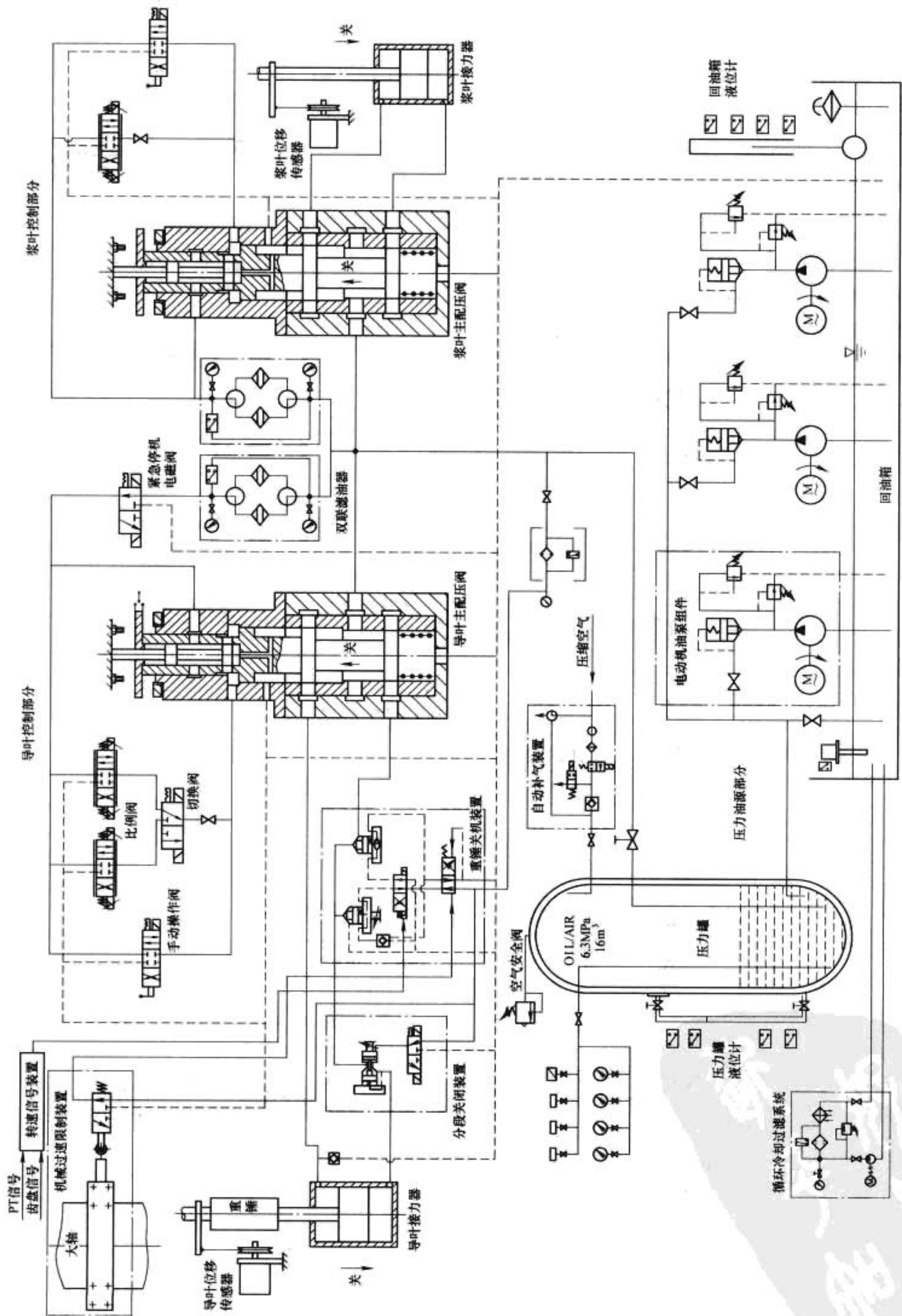


图 5.3-27 贯流式调速器机械系统原理图

赵山渡电站的 GLT-100 型贯流式机组调速器进行了全面测试。现场测试结果如下:

(1) 整机的静态特性和轮叶随动系统: 转速死区 $i_x = 0.029\%$, 优于国家标准的 0.04% ; 轮叶随动系统的不准确度 $i_s = 0.35\%$, 优于国家标准的 1.5% 。

(2) 甩 25% 额定负荷接力器不动时间的测定: $T_q = 0.16s$, 优于国家标准的 $0.2s$ 。

(3) 甩 100% 额定负荷的过渡过程时间为 $21s$, 优于国家标准的 $40s$; 超过稳态转速 3% 以上的波峰次数为 2, 满足国家标准的要求。

(4) 自动空载转速摆动值的测定: $0.113Hz$, 优于国家标准的 $0.15Hz$ 。

(5) 交直流电源切换: 接力器不动, 达到国家标准。

6.2 抽水蓄能机组的数字式电液调速器

6.2.1 调速器总体结构框图

白山电站抽水蓄能机组数字式电液调速器系武汉事达公

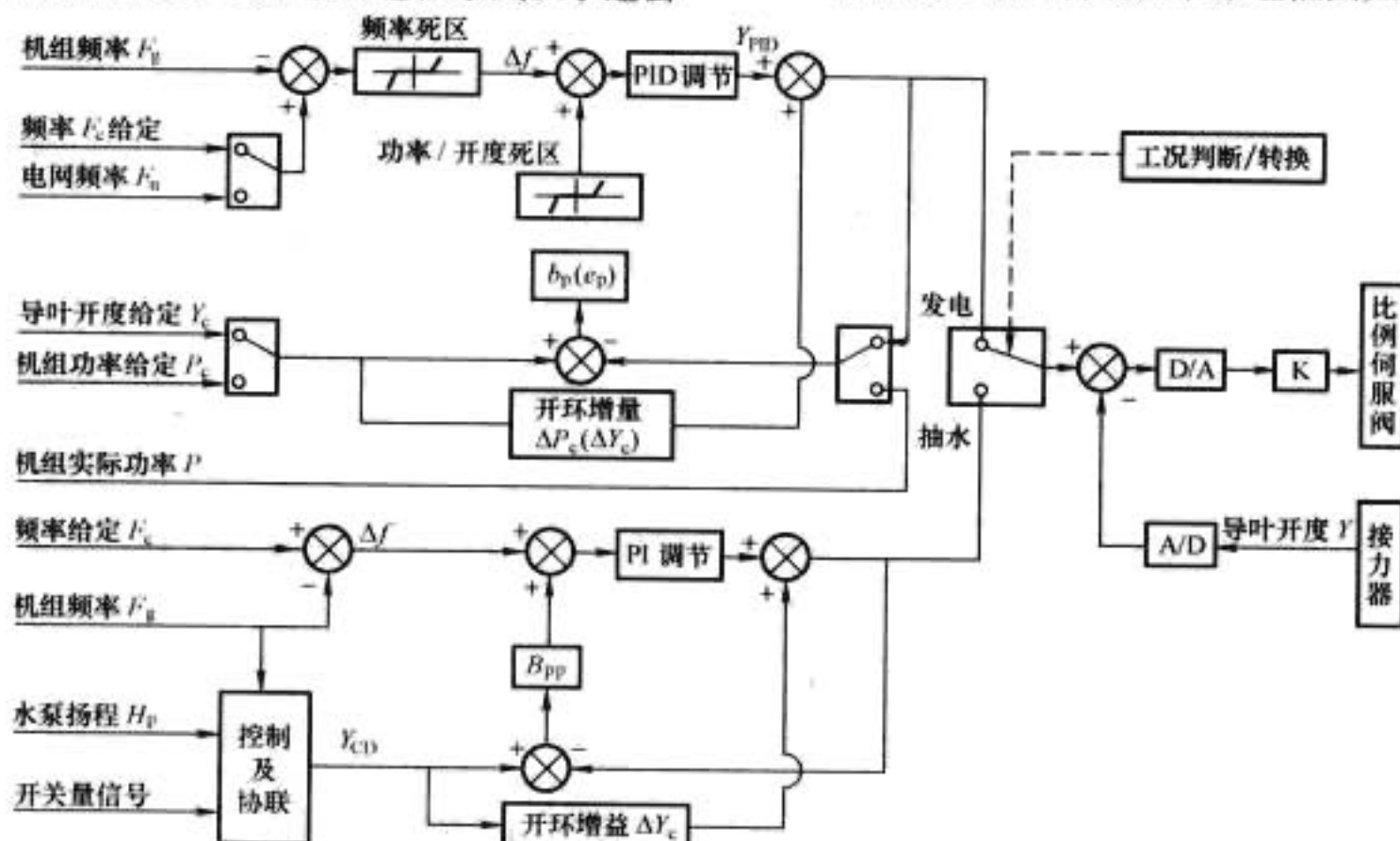


图 5.3-29 白云电站抽水蓄能机组数字式电液调速器程序框

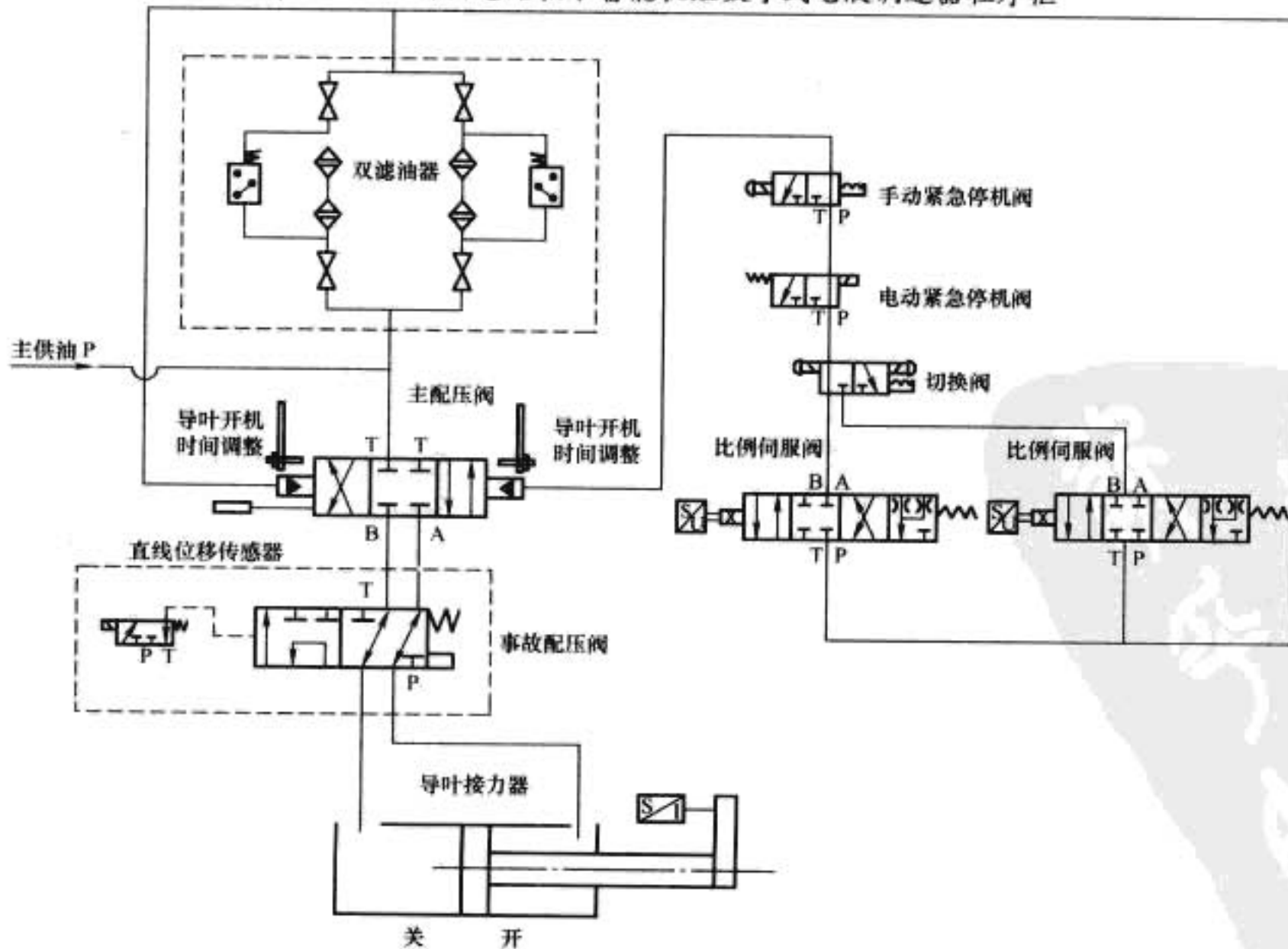


图 5.3-30 白云电站抽水蓄能机组数字式电液调速器机械液压系统框图

司研制, 其系统结构为冗余双微机自动调节器/双比例阀控制的机液压系统。

微机调节器系统结构如图 5.3-28 所示。

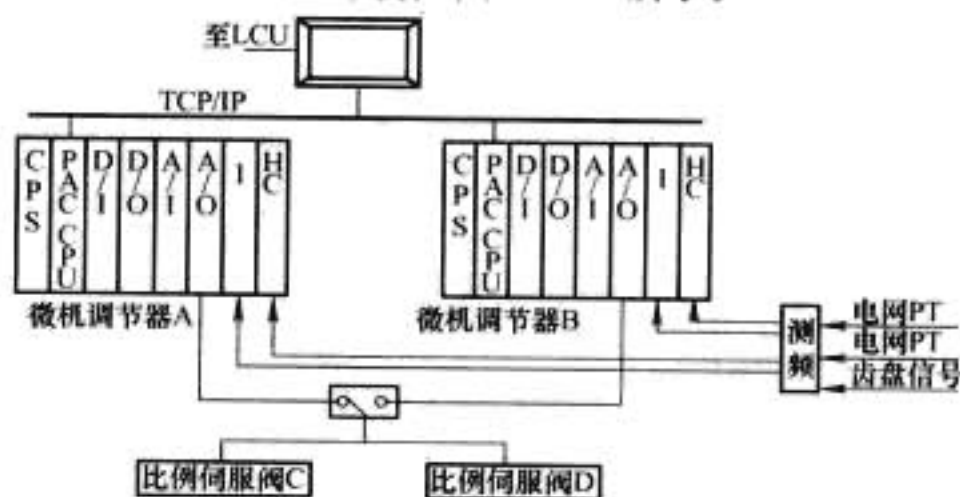


图 5.3-28 白云电站抽水蓄能机组数字电液调速器微机调节系统结构图

微机调节器系统软件框图如图 5.3-29 所示。

机械液压系统自动调节原理框图如图 5.3-30 所示。

6.2.2 调速器工况分析

- (1) 稳定运行工况：静止、发电、调相、抽水。
- (2) 可能的（10 种）工况转换：“静止→发电”，“发电→静止”，“发电→调相”，“调相→发电”，“静止→抽水”，“抽水→静止”，“发电→抽水”，“抽水→发电”，“抽水→调相”，“调相→抽水”。

6.2.3 微机调节器

微机调节器采用美国 GE Fanuc 自动化公司的 PACSystems™ 系统，是 GE 公司推出的最高档次的 PLC。微机调节器采用 PAC7i 构成双 PLC 冗余系统，可分别记为微机调节器 A 和 B。一套 PLC 的主要模块有：CPU 模块、电源模块、开关量输入模块、中断模块、开关量输出模块、模拟量输入模块、模拟量输出模块和高速计数模块等。

6.2.4 机械液压系统

机械液压系统由两路并联的比例伺服阀（可分别记为 C

和 D）、切换阀、电动紧急停机阀、手动紧急停机阀、FC 主配压阀和事故配压阀等部件组成。系统的特点是采用了冗余的电—液转换器（比例伺服阀）。切换阀可以用来选择两个比例伺服阀之一用以控制 FC 主配压阀。

与微机调节器的接口方式有以下两种。

- (1) 微机调节器 A 和 B 分别固定控制一台比例伺服阀（如 A-C、B-D），构成电气机械均为独立的冗余系统。
- (2) 两台微机调节器中之一均可控制两台比例伺服阀，构成电气机械交叉冗余系统；其可能的组合有 4 种：A-C、A-D、B-C 和 B-D。

6.3 WB(L)T 型 PCC 调速器

宜昌能达公司结合三峡电厂和岩滩电厂巨型混流式水轮机的控制要求，研制出 WB(L)T 型 PCC 调速器，并顺利地投入岩滩电厂运行，该调速器系统框图和机械液压系统图，

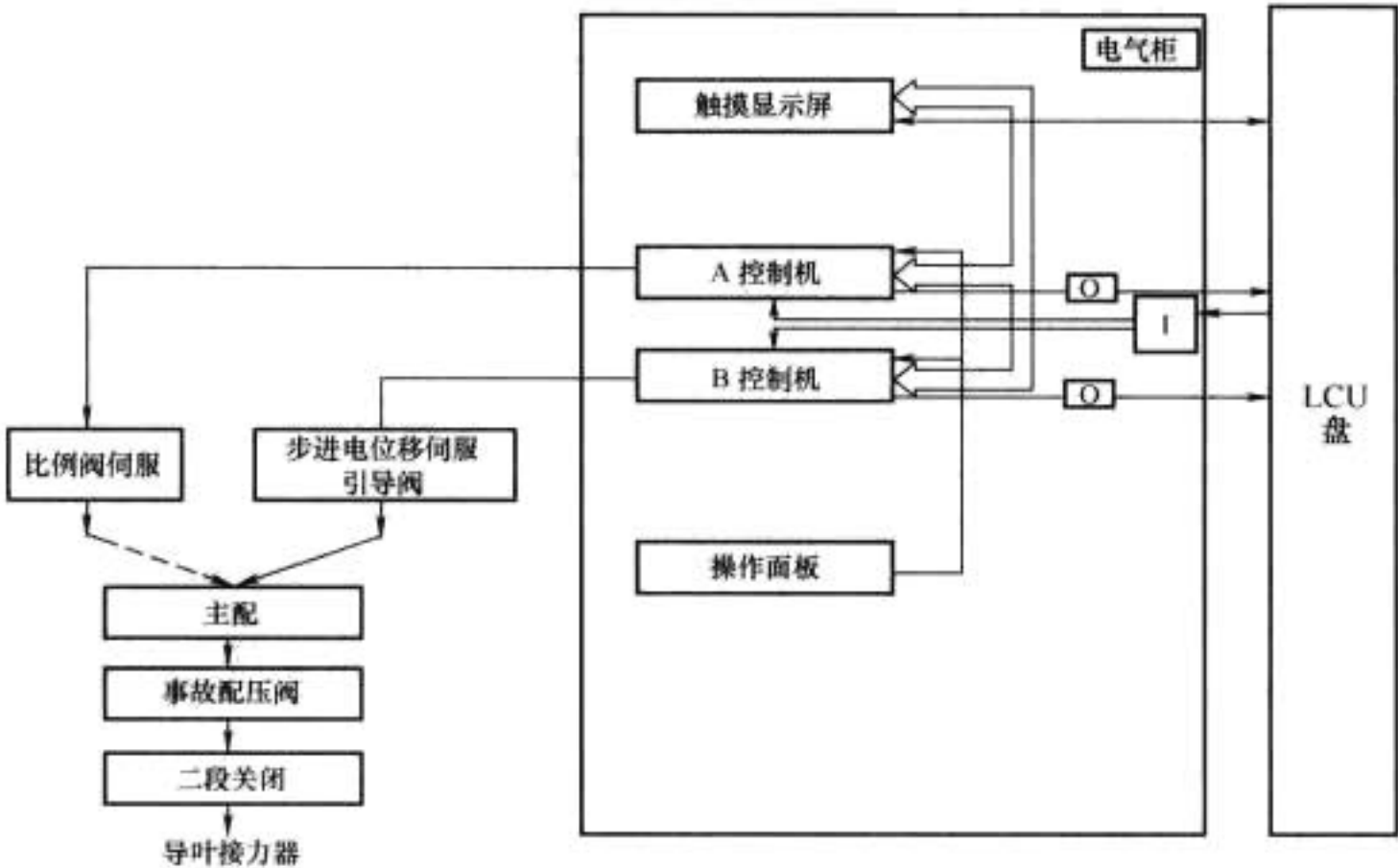


图 5.3-31 岩滩电厂调速器系统框图

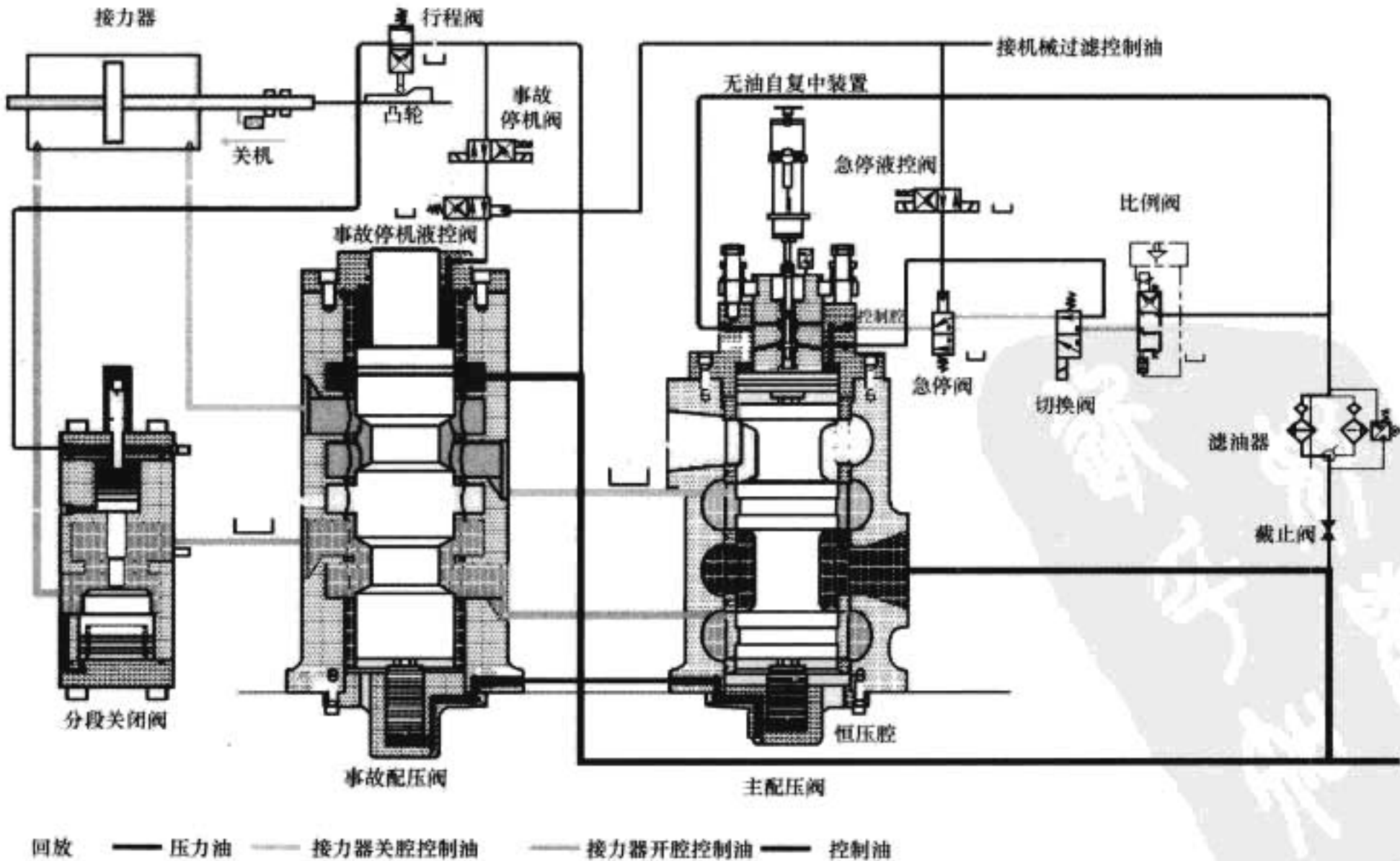


图 5.3-32 岩滩电厂调速器机械液压系统图

分别如图 5.3-31 和图 5.3-32 所示。该调速器的系统结构、硬件配置具有如下特点。

6.3.1 控制器部分

采用奥地利贝加莱公司制造的 PCC(Programmable Compute Control)可编程控制器作为调速器控制器，它的内核采用的是摩托罗拉 32 位机 MC68 系列中的 68332 控制芯片。

6.3.2 电液转换部分

巨型机组对可靠性的要求，决定了巨型机组控制的调速器采样双电液转换单元。三峡左岸调速器双电液转换单元采用电液转换器加伺服阀；三峡右岸调速器双电液转换单元采用双比例阀；它们都采用流量(容积)控制方式。当一路电液转换器故障，另一路工作。WB(L)型 PCC 调速器采用双电液转换单元，分别是比例伺服阀和步进式无油自复中转换装置，是两种不同工作原理的转换部件。

当调速器在自动时，主控制方式是控制器控制比例伺服阀→主配压阀→主接力器。备用控制方式通过控制器控制步进式无油自复中伺服系统→主配压阀→主接力器。当调速器断电或切手动，主配压阀可以自动回到中间位置，稳定当前工况。此时调速器可以利用电(机)手动操作系统控制主配压阀、主接力器。

此系统在比例伺服阀工作时，步进式无油自动复中装置处于热备状态。在调速器切备用(手动)时，球阀在 20ms 内快速将油路切换到步进电机伺服系统中，实现无扰切换。

调速器主配压阀采用三阀盘等径阀芯，配压阀上腔为控制腔，下腔为恒压腔，上腔受力面积为下腔受力面积的 2 倍。当上腔通压力油时，主阀芯向下运动；当上腔通排油时，主阀芯向上运动；当上腔被封闭时，主阀芯稳定不动。

6.3.3 电源部分

三峡电厂调速器三路供电方式，两路交流，一路直流；岩滩电厂调速器采用双路电源供电，一路交流，一路直流。调速器每路控制系统，采用独立的电源系统，互不影响。

6.3.4 测频环节

调速器配置四路测频，三路机频，一路网频。三路机频：一路为机组残压 PT 信号，另两路为齿盘信号。测频回路互为备用。正常运行时，残压测频经与齿盘测频进行比较验证无误后，供调速器测频使用。当残压测频故障或比较结果超出范围时，用齿盘测频信号供调速器测频使用。调速器在并网后，网频仍可作调速器的测频后备。

6.3.5 冗余控制

巨型机组调速器出现故障，对电网的直接冲击、伤害是

很大的。所以巨型机组的调速器对冗余控制要求比较高。

三峡左岸电厂调速器，采用三套控制器，其中两套 NEYRPIC1500 控制器作冗余控制，采用切换选择方式控制 TR10 电液转换器；一套 NEYRPIC1000 控制器作电手动控制，控制 ED12 电液伺服阀。

三峡右岸电厂调速器，采用三机交叉冗余系统，分别控制两套比例阀。

广西岩滩电厂调速器，采用双 PCC 冗余控制，与传统双机方式不同，传统双机方案中控制器并行，输出控制信号靠切换板切换至某一个控制输出。这种方式，输出控制的切换板是唯一的。岩滩电厂调速器，采用双机冗余控制，每一套控制器控制一路转换单元(如图 5.3-31 所示)，相当于两套调速器冗余运行，电气部分没有切换板，控制回路简洁，可靠性增加。

6.3.6 试验情况

2006 年 11 月在岩滩水电站对装于 4 号机的 WB(L)型 PCC 调速器性能进行了检测和试验，检测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 调速器性能检测结果

名 称	A 套(比例伺服阀)	B 套(步进电动机)
转速死区	$i_x=0.018\%$	$i_x=0.014\%$
转速摆动值	$\Delta f\leq 0.13\%$	$\Delta f\leq 0.124\%$
不动时间	$t_q\leq 0.11s$	$t_q\leq 0.15s$
甩 100%过渡过程时间	$t_{\text{摆}}\leq 8.0s$	$t_{\text{摆}}\leq 9.7s$

注 实测技术指标均满足国家标准。

7 水轮机调速系统的试验、测试及实时仿真系统

7.1 试验项目

水轮机调速系统试验是参数整定、产品验收的重要环节和手段。试验可分四类，即出厂试验、电站试验、型式试验和验收试验，各类试验的项目详见表 5.3-3。

为保证结果的可靠性，测试系统误差或分辨率要求：转速信号(转速死区、综合漂移测定试验)测量系统分辨率应小于转速死区规定值的 1/10。接力器行程(转速死区、不准确度测定试验)测量系统(含转换机构、传感器、A/D 变换)误差相对值应不大于转速死区规定值的 2.5 倍。

表 5.3-3 水轮机调速系统试验项目

序号	试验项目	出厂试验	电站试验	型式试验	验收试验
1	调速装置检查试验	△		△	
2	电—液和电—机转换器试验	△		△	
3	缓冲装置试验	△	△	△	
4	电气协联函数发生器的调整试验	△	△	△	△
5	操作回路动作试验	△	△	△	△
6	电气回路绝缘试验	△	△	△	
7	电气回路工频耐受电压试验	△		△	

续表					
序号	试验项目	出厂试验	电站试验	型式试验	验收试验
8	电气装置抗干扰试验			△	
9	实用开环增益测定及开环增益整定试验		△	△	
10	转速指令信号、开度指令信号、功率指令信号、永态转差系数 b_p 校验	△	△	△	
11	暂态转差系数 b_t 、缓冲时间常数 T_d 的校验或比例增益 K_P 、积分增益 K_I 和微分增益 K_D 的校验	△ ^①	△ ^①	△	
12	综合漂移试验	△	△	△	
13	调速器静态特性(包括人工转速死区)及转速死区 i_n 和接力器摆动值测定试验	△	△	△	△
14	协联曲线及桨叶随动系统不准确度 i_a 测定试验	△	△	△	△
15	导叶(喷嘴)间同步试验		△	△	△
16	接力器关闭时间 T_f 与开启时间 T_g 调整	△	△	△	
17	接力器关闭与开启时间范围测定			△	
18	调速器总油耗量测定	△		△	
19	接力器反应时间常数 T_y 测定试验			△	
20	接力器不动时间 T_q 测定试验	△	△	△	△
21	空载试验		△	△	△
22	孤立负荷试验		△		
23	甩负荷试验		△	△	△
24	带负荷连续 72h 运行试验		△	△	△
25	压力罐耐压试验	△		△	△
26	油压装置密封性试验及总漏油量测定	△ ^②	△	△	△
27	油泵试运转及检查	△	△	△	△
28	安全阀或阀组试验	△	△	△	△
29	油压装置各油压、油位信号整定值校验	△ ^②	△	△	△
30	油压装置自动运行模拟试验	△ ^②	△		
31	故障模拟和控制模式切换试验	△	△	△	△

注 如无相应的环节功能,该项试验可不做;对未列入表中的环节功能和外购件,则可按厂家规定进行试验。

① 微机型调速器除外。

② 指容积 4m³ 及其以下的组合式油压装置。

表 5.3-3 中的试验项目,可以按水轮机调速器试验验收技术规范的常规方法进行,也可以用水轮机调速器系统测试及实时仿真系统测试。目前,我国水轮机调速器主要生产企业水轮机调速器产品调试检验和部分水力发电厂调速系统调试时,大多已采用了水轮机调速器系统测试及实时仿真系统。各种水轮机调速器的技术成果鉴定、验收时,也广泛采用水轮机调速器测试和实时系统作为测试工具。以下几节以由中国水利水电科学研究院研制的调速器测试和实时仿真系统为例,分别介绍它的系统功能及测试项目、硬件配置及要求、软件配置及要求。

7.2 系统功能及测试项目

7.2.1 调节对象实时仿真功能

依据提供的水轮机、发电机及引水系统的技术资料,利用本装置的软件模块建立调节对象的数学模型;被控对象实

时仿真系统应能输出水轮机蜗壳进口处水压信号和水轮发电机组频率信号。信号的形式和电平应能与调速设备相匹配,与水轮机调速器构成调速系统;实时仿真模型主要特性参数可人为整定和校验。

7.2.2 试验和检测功能

装置具有对下述两种方式构成的水轮机调速系统进行试验和检测的功能:①由被控对象(引水系统、水轮机、发电机及负载)实时仿真模型与调速器所构成的调速系统;②由实际水轮机、发电机、负载与调速器所构成的调速系统。装置可进行调速系统试验、检测及其动态过程记录的项目如下:调速系统静态特性试验及转速死区指标、静态特性非线性度和永态转差系数检测;电液随动系统静态特性试验及随动系统不准确度检测;电液随动系统动态特性试验;电子调节器调节规律试验和调节参数 K_P 、 K_I 、 K_D 的校验;水轮发电机组开机过程试验;水轮发电机组停机过程试验;水轮

机调速系统空载扰动试验；水轮机调速系统手动工况和自动工况下空载频率摆动值测定；水轮发电机组负荷调整（增、减）试验；负荷扰动试验；水轮机调速系统甩负荷时水轮机调速器接力器不动时间检测试验；水轮机调速系统甩 100% 负荷时动态过程记录及调节时间 t_p 和波动次数等动态特性指标检测；调速系统故障模拟试验：频率信号消失，接力器位移传感器故障，电液随动系统故障，交直流电源切换和交直流电源同时消失，双机切换试验，电液转换部件故障及双电液转换部件切换试验，负荷反馈与设定故障试验，水头信号故障试验。

7.2.3 试验数据采集、存储和数据处理功能

装置的前置信号处理器和配套的传感器搭载到计算机平台上，加上配备的实时仿真、测试和分析软件，应可实现数字化的数据采集、存储、曲线生成和特性参数的分析功能。对采集来的数据分析处理、特性指标计算应符合 GB/T 9652.1—1997、GB/T 9652.2—1997、DL/T 496—2001、DL/T 563—2004、DL/T 792—2001 的相应条款规定。装置应具有数据通信接口，具备与打印、绘图等输出设备连接输出图形、数据的功能。

7.2.4 信号频率检测及频率信号发生器功能

装置应具有信号频率检测的功能，可检测的信号频率范围为 0.5~100Hz，可工作的电压为 0.2~150V (RMS)，短时可承受 200V。装置应具有频率信号发生器的功能，信号波形为正弦波或方波，信号频率的范围 0.5~100Hz，频率可人为调整和设定，频率还可按约定的输出方式自动改变。

7.3 硬件配置及要求

测试系统由计算机和前置信号处理器构成。计算机内存存在 256MB 及以上，CPU 主频在 2.0GHz 及以上。前置信号处理器应配置模拟量输入接口、模拟量输出接口；开关量输入接口及开关量输出接口应有 4 路及以上。频率信号输入接口及频率信号输出接口应有 2 路及以上。模拟量输入通道分辨率：12bit，精度 0.2 级；模拟量输入接口的测量范围应为 0~5V、0~10V、-5V~+5V、-10V~+10V、4~20mA，以满足不同传感器的需要。模拟量输入接口应提供传感器电源，传感器电源应在 5~24V 范围内可调或可选为 5V、10V、12V、15V、24V。发电机定子电流，应直接采样发电机电流互感器的二次侧 [输入信号范围为 0~5A (RMS)]，且采用交流采样，其采样步长应不大于 1ms。模拟量输出接口分辨率 12bit 及以上；频率信号接口：测频范围 0.5~100Hz，测频分辨率不大于 0.002Hz (45~55Hz 范围内；测频信号电压范围：0.2~150V (RMS))。

7.4 软件功能及要求

7.4.1 测试系统软件应具有的功能或模块

系统设置与模拟量输入输出通道率定模块；实时数据采集与存储示波器功能模块；存储数据回放与图形显示模块；输出频率信号调整模块；随动系统特性测试模块；调节器 PID 特性测试模块；调速器静态特性测试模块；调速器动态特性测试模块；调速器故障模拟及故障处理功能模块；动态特性自动分析模块；试验结果处理与动态特性半自动分析模块；试验报告生成模块；打印设置与图形输出模块；自定义的功能模块。

7.4.2 系统设置与模拟量输入输出通道率定模块

可方便地选择模拟量输入通道的接口测量范围；可对每个模拟量输入通道进行零位校验和满量程率定；输入输出通

道（包括频率信号与开关量信号）对应的外部实际物理量名称设定；可设定采样步长；可设定每个输入通道采样信号的滤波方法与滤波器参数。

7.4.3 实时数据采集与存储示波器功能模块

实时数据采集功能是指对选定的输入信号以普通示波器的方式，将当前采样值显示在计算机屏幕上的图形画面中；存储示波器功能是指对选定的输入信号进行一定时间段（可设定）的采集，并存入指定的数据文件中（文件名可设定），或将当前感兴趣的图形曲线（前一定时间段和后一定时间段）存入指定的数据文件中（文件名可设定）。

7.4.4 打印设置与图形输出模块

可设置打印输出的格式，可选择打印单个试验结果和试验波形，可打印完整的试验报告，可对屏幕显示的图形按要求的格式打印输出。

7.5 实时仿真系统原理

利用数字实时仿真技术，仿真水电站引水系统水锤现象、水轮机的非线性特性、发电机惯性及负荷特性，系统硬件由计算机、前置信号处理器及传感器组成。在调速器制造厂内和水电厂机组投入运行前与水轮机真实调速器闭环后进行试验，以检查调速器的动态特性及水电机组自动操作程序，并能初步整定调速器参数。试验获得的最大转速上升和水锤压力上升值具有一定的参照精度。被控对象实时仿真系统应根据水轮机综合特性曲线（具有制动工况的信息）建立水轮机数学模型。

对引水系统的仿真可选用刚性水锤数学模型、近似弹性水锤数学模型或弹性水锤数学模型，通常用刚性水锤模型

$$G\left(\frac{h}{q}\right) = -T_w S$$

实现被控对象实时仿真，应在满足规定的精度条件下，在一个合理的步长内完成相关量的采集、非线性差分方程组的求解、计算结果的输出和存贮。应尽可能缩小计算步长 ΔT ，以使输出的水轮发电机组频率更近似于一个连续量，可取 $\Delta T \leq 0.04s$ 。

水轮机单位流量计算公式

$$Q_{11} = f(a, m_{11})$$

水轮机单位力矩计算公式

$$M_{11} = f(a, m_{11})$$

水轮机单位转速计算公式

$$m_{11} = \frac{nD_1}{\sqrt{H}}$$

水轮机流量、力矩计算公式

$$Q = Q_{11} D_1^2 \sqrt{H}, M = M_{11} D_1^3 H$$

用角标“o”表征稳态值；“r”表征额定值；“Δ”表征偏差值，则有

$$n = n_o + \Delta n$$

$$x_o = n_o / n_r$$

$$x = \Delta n / n_r$$

$$h_o = H_o / H_r$$

$$h = \Delta H / H_r$$

$$q_{11} = Q_{11} / Q_{11r}$$

$$m_{11} = M_{11} / M_{11r}$$

$$y_o = Y_o / Y_{\max}$$

$$y = \Delta Y / Y_{\max}$$

在线性化假设条件下导叶相对开度 $\alpha = Y / Y_{\max} = \alpha / \alpha_{\max}$ ，由以上相应公式可有水轮机相对单位转速、流量、

力矩计算公式

$$x_{11} = n_{11}/n_{11r} = x_0 + x/\sqrt{h_0+h}$$

$$q = Q/Q_r = q_{11}\sqrt{h_0+h}$$

$$m = M/M_r = m_{11}(h_0+h) = \left[\left(\frac{Q_{11}}{n_{11}} \right) / \left(\frac{Q_{11r}}{n_{11r}} \right) \right] (h_0+h)$$

如图 5.3-33 所示, 差分方程的计算公式为

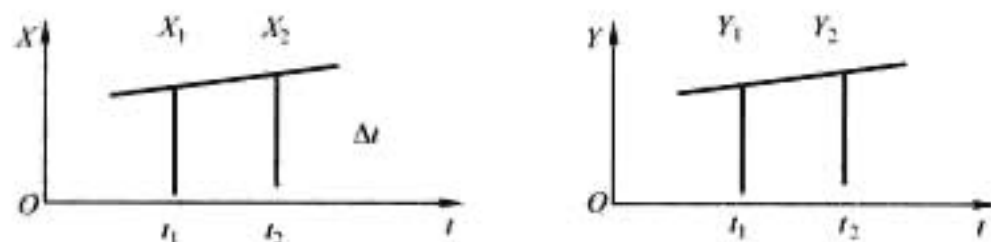


图 5.3-33 参数的差分计算

$$\frac{Y}{X} = \frac{A+BS}{C+DS}$$

式中: Y 为输出信号; X 为输入信号; S 为拉氏算子。

差分后有:

$$Y_2 = \frac{A + \frac{2B}{\Delta T}}{C + \frac{2D}{\Delta T}} X_2 + \frac{A - \frac{2B}{\Delta T}}{C + \frac{2D}{\Delta T}} X_1 - \frac{C - \frac{2D}{\Delta T}}{C + \frac{2D}{\Delta T}} Y_1$$

由图 5.3-33 可知, t_1 、 t_2 时刻的输入信号值 X_1 、 X_2 及 t_1 时刻的输出信号值 Y_1 可计算出 t_2 时刻的输出信号值 Y_2 。

输入至计算机的水轮机特性原始数据应具有制动工况区的信息, 由此特性 (见图 5.3-34) 可有参数表 5.3-4, 并按规定格式输入计算机。

可用 $(n-1)$ 次多项式表征 $a=a_1$ 时的流量为

$$(q_{11})_1 = A_1 + A_2 x_{11} + A_3 (x_{11})^2 + \dots + A_n (x_{11})^{n-1}$$

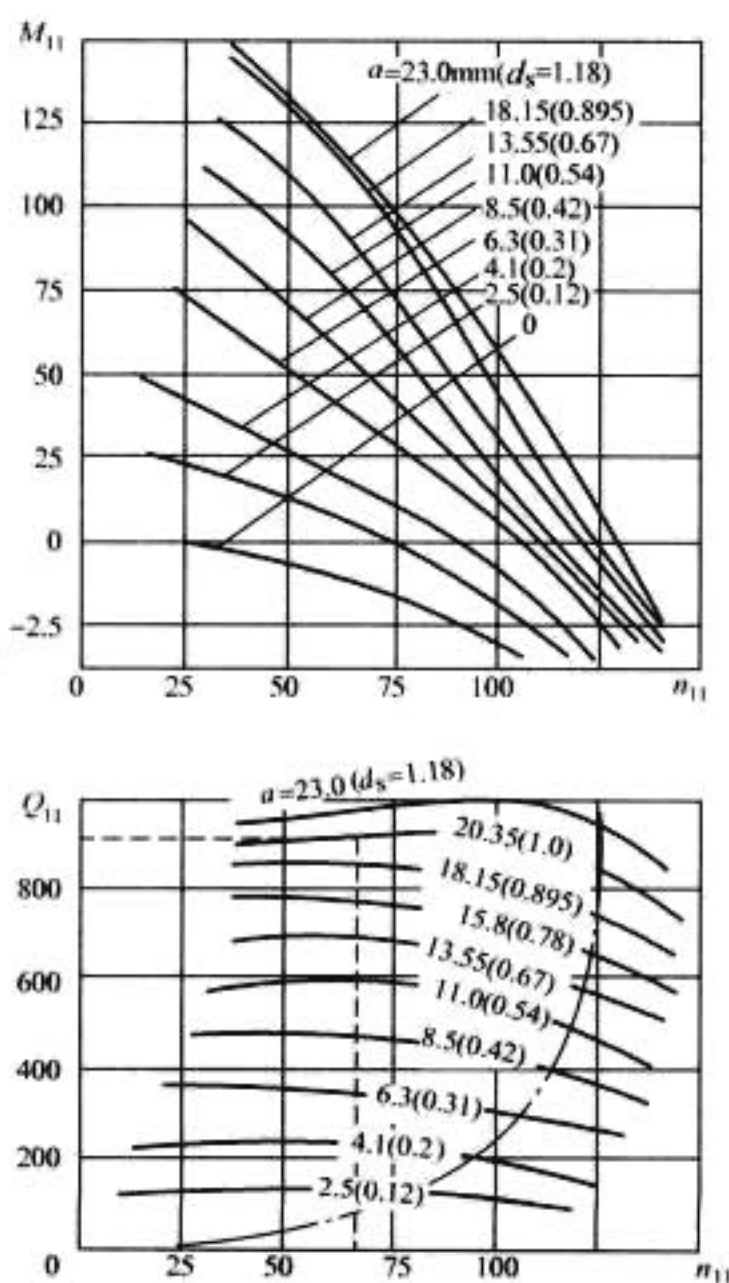


图 5.3-34 混流式水轮机单位力矩及流量特性示例

$$= [A_1, A_2, A_3, \dots, A_n] \begin{Bmatrix} 1 \\ (x_{11}) \\ (x_{11})^2 \\ \vdots \\ (x_{11})^{n-1} \end{Bmatrix}$$

显然 A_1, \dots, A_{10} 各参数是导叶开度的函数, 相类地用 $(n-1)$ 次多项式表征, 当 $a=a_i$ 时, 有:

$$\left. \begin{aligned} A_1 &= a_{11} + a_{21}a_i + a_{31}a_i^2 + \dots + a_{n1}a_i^{n-1} \\ A_2 &= a_{12} + a_{22}a_i + a_{32}a_i^2 + \dots + a_{n2}a_i^{n-1} \\ &\dots \\ A_n &= a_{1n} + a_{2n}a_i + a_{3n}a_i^2 + \dots + a_{nn}a_i^{n-1} \end{aligned} \right\}$$

可以归纳出在表格中各节点上的参数 $(q_{11})_{ij}$ 及 $(m_{11})_{ij}$, 这些参数构成了求解有关系数的已知条件, 并可矩阵关系式:

$$\{a_{ij}\}_{nm} \{ (a_q)_{ij} \}_{nm} \{ (x_{11})_{ij} \}_{nm} = \{ (q_{11})_{ij} \}$$

$$\{a_{ij}\}_{nm} \{ (a_m)_{ij} \}_{nm} \{ (x_{11})_{ij} \}_{nm} = \{ (m_{11})_{ij} \}$$

$$\{a_{ij}\} = \begin{bmatrix} 1, a_1, a_1^2, \dots, a_1^{n-1} \\ 1, a_2, a_2^2, \dots, a_2^{n-1} \\ 1, a_3, a_3^2, \dots, a_3^{n-1} \\ \dots \\ 1, a_n, a_n^2, \dots, a_n^{n-1} \end{bmatrix}$$

$$\{ (x_{11})_{ij} \}_{nm} = \begin{bmatrix} 1, & 1, & 1, & \dots & 1 \\ (x_{11})_1 & (x_{11})_2 & (x_{11})_3 & \dots & (x_{11})_n \\ (x_{11})_1^2 & (x_{11})_2^2 & (x_{11})_3^2 & \dots & (x_{11})_n^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ (x_{11})_1^{n-1} & (x_{11})_2^{n-1} & (x_{11})_3^{n-1} & \dots & (x_{11})_n^{n-1} \end{bmatrix}$$

矩阵 $\{ (a_q)_{ij} \}$, $\{ (a_m)_{ij} \}$ 称为水轮机流量和力矩的特性矩阵, 矩阵中各元素和分布规律综合表达了不同类型水轮机的流量和力矩对导叶开度和转速变化的敏感程度。水轮机流量、力矩特性矩阵的表达式为

$$\{ (a_q)_{ij} \} = \{ a_{ij} \}^{-1} \{ (q_{11})_{ij} \} \{ (x_{11})_{ij} \}^{-1}$$

$$\{ (a_m)_{ij} \} = \{ a_{ij} \}^{-1} \{ (m_{11})_{ij} \} \{ (x_{11})_{ij} \}^{-1}$$

右端四个矩阵均可根据有关数据表求得, 在实时仿真的主程序段, 只要已知某一时刻的 x_{11t} 和 a_t 就可很快计算出该时间的单位流量和单位力矩, 大大提高了计算速度

$$q_{11t} = (1, a_t, a_t^2, \dots, a_t^{n-1}) \{ (a_q)_{ij} \} \begin{bmatrix} 1 \\ x_{11t} \\ x_{11t}^2 \\ \vdots \\ x_{11t}^{n-1} \end{bmatrix}$$

$$m_{11t} = (1, a_t, a_t^2, \dots, a_t^{n-1}) \{ (a_m)_{ij} \} \begin{bmatrix} 1 \\ x_{11t} \\ x_{11t}^2 \\ \vdots \\ x_{11t}^{n-1} \end{bmatrix}$$

实时仿真计算框图见图 5.3-35 及图 5.3-36。

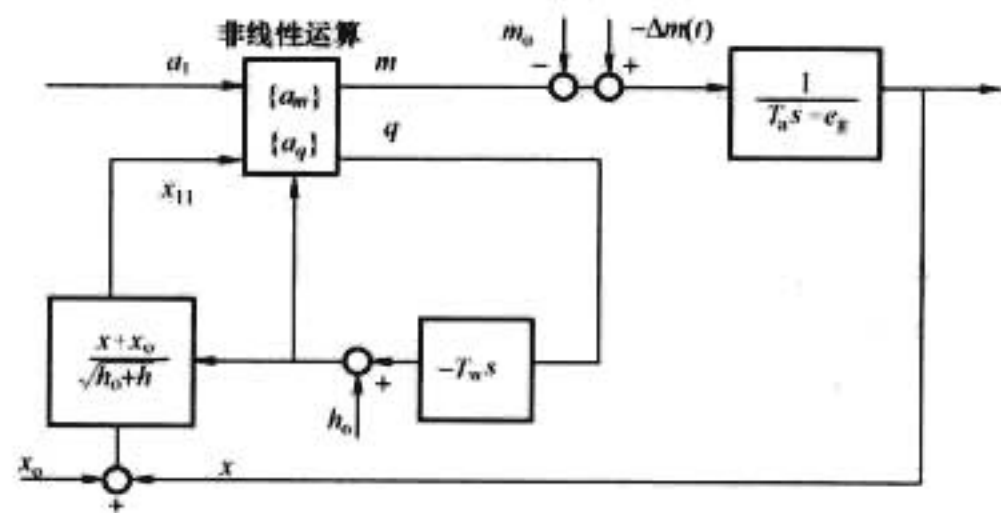


图 5.3-35 水电机组（刚性水锤）实时仿真计算框图

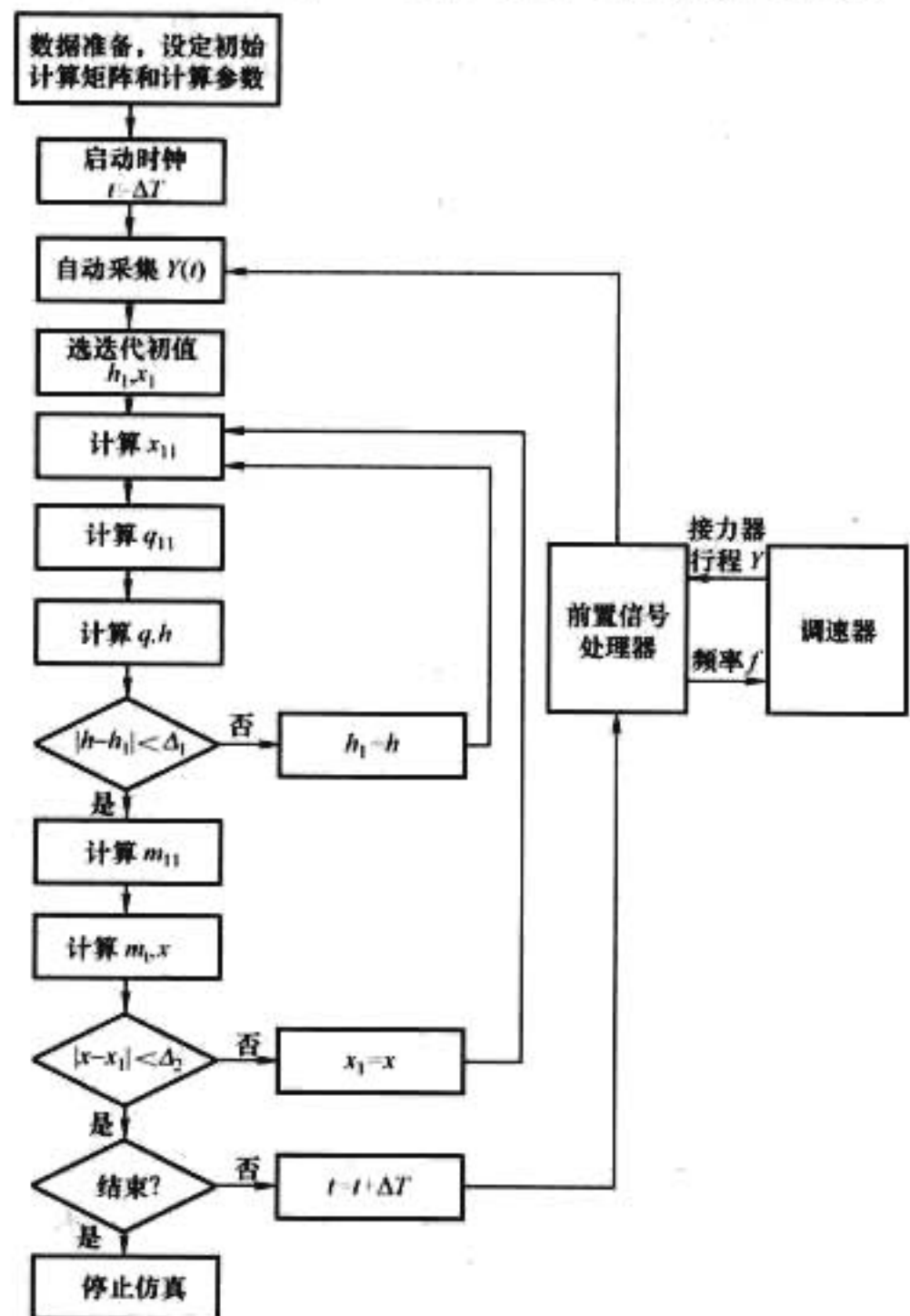


图 5.3-36 被控对象实时仿真框图

注：图中 x_1 及 h_1 是 x 及 h 计算的中间参数， Δ_1 及 Δ_2 是计算控制误差。

表 5.3-4 水轮机单位力矩及流量表

a	x_{11}				
	$(x_{11})_1$	$(x_{11})_2$	$(x_{11})_n$
a_1	$(m_{11})_{11}$	$(m_{11})_{12}$	$(m_{11})_{1n}$
a_2	$(m_{11})_{21}$	$(m_{11})_{22}$	$(m_{11})_{2n}$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
a_n	$(m_{11})_{n1}$	$(m_{11})_{n2}$	$(m_{11})_{nn}$

a	x_{11}				
	$(x_{11})_1$	$(x_{11})_2$	$(x_{11})_n$
a_1	$(q_{11})_{11}$	$(q_{11})_{12}$	$(q_{11})_{1n}$
a_2	$(q_{11})_{21}$	$(q_{11})_{22}$	$(q_{11})_{2n}$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
a_n	$(q_{11})_{n1}$	$(q_{11})_{n2}$	$(q_{11})_{nn}$

第4章 水轮发电机励磁系统

1 概述

1.1 水轮发电机励磁系统的作用

水轮发电机励磁系统是向水轮发电机转子绕组提供电流以建立磁场的设备,通常均采用直流电流建立磁场。该设备作用为:

1.1.1 维持发电机端或指定控制点的电压在给定水平上

通常当发电机负荷变化时,发电机机端电压将随之变化,励磁系统将自动地增加或减少发电机的励磁电流,使机端电压维持在一定的水平上,保证有一定的调压精度。当机组甩负荷时,通过励磁系统的快速调节作用,限制机端电压不致过分升高。维持发电机端或指定控制点的电压在给定水平上是励磁控制系统最基本和最重要的作用。

1.1.2 在并列运行的发电机间合理稳定分配无功功率

多台发电机在母线上并列运行时,它们输出的有功功率决定于输入的机械功率,而发电机输出的无功功率则和励磁电流有关,控制并联运行的发电机之间无功分配是励磁系统的一项重要功能。各并联发电机间承担的无功功率的大小取决于各发电机的调差特性,即发电机端电压和无功电流的关系。

当母线电压发生波动时,发电机无功电流的增量与电压偏差成正比,与调差系数成反比。通常希望发电机间的无功电流应当按照机组容量的大小成比例地进行分配,即大容量机组担负的无功增量应大些,小容量机组担负的无功增量相应小些,这样就可使得各机组无功增量的标幺值 ΔI_Q 相等。由于励磁调节器可对调差系数进行调节,所以就可以达到机组间无功负荷合理分配的目的。

1.1.3 提高电力系统的稳定性

1.1.3.1 提高电力系统的静态稳定性:

电力系统的静态稳定性实质是运行点的稳定性。通常是指发电机在稳态运行时遭受到某种微小的扰动后,能自动地回复到原来的运行状态的能力。

当电力系统发生微小的瞬时性扰动时,通过励磁系统维持发电机端电压恒定不变的能力,能够增加线路输送的静稳极限功率,对提高电力系统的静态稳定水平效果明显。

1.1.3.2 改善电力系统的暂态稳定性

电力系统的暂态稳定性是指系统遭受到大干扰(如短路、断线等)时,能否维持同步运行的能力。励磁系统对提高暂态稳定而言,表现在强行励磁和快速励磁的作用上,其有效性取决于励磁系统强励顶值电压倍数和励磁电压上升速度。

1.1.3.3 改善电力系统的动态稳定性

动态稳定是研究电力系统受到扰动后,恢复原始平衡点(瞬时扰动)或过渡到新的平衡点(大扰动后)的过程稳定性。研究的前提是:①原始平衡点(或新的平衡点)是静态稳定的;②大扰动的过程是暂态稳定的。

电力系统的动态稳定问题,可以理解为电力系统机电振荡的阻尼问题。当阻尼为正时,动态是稳定的;阻尼为负

时,动态是不稳定的;阻尼为零时,是临界状态。零阻尼或很小的正阻尼,都是电力系统运行中的不安全因素,应采取措施提高系统的阻尼。

分析表明,按电压偏差调节的比例式快速励磁系统,会造成电力系统机电振荡阻尼变弱(甚至变负)。在一定的运行方式和励磁系统参数下,快速励磁调节系统的电压调节作用,在维持发电机电压恒定的同时,将产生负的阻尼作用,当系统总阻尼较小时,就容易导致低频振荡的发生。

在励磁调节器上附加一个补偿环节,称为电力系统稳定器(Power System Stabilizer, PSS)是目前解决此问题的主要方法。此外,采用现代控制理论的励磁控制器,如线性最优励磁控制器、自适应励磁控制器和非线性励磁控制器等励磁系统,也能有效地抑制各种频率的低频振荡。

1.2 水轮发电机励磁系统的发展及现状

1.2.1 励磁方式

水轮发电机励磁系统按供电方式可分他励、自励两大类。他励是指发电机的励磁电源由与发电机无电的直接联系的电源供给,如直流励磁机、交流励磁机等。他励励磁电源不受发电机运行状态的影响,可靠性较高。自励是指励磁电源取自发电机本身,采用静止部件构成,取消了旋转电动机,运行维护较简单,但受发电机运行状态的影响较大。

以下仅列举常见几种励磁方式。

1.2.1.1 直流励磁机方式

传统应用方式,采用同轴的直流发电机作为励磁机,提供发电机励磁电流。通过励磁调节器改变励磁机的励磁来改变供给转子的励磁电压,以调节同步发电机的励磁电流。

直流励磁机励磁系统见图 5.4-1。

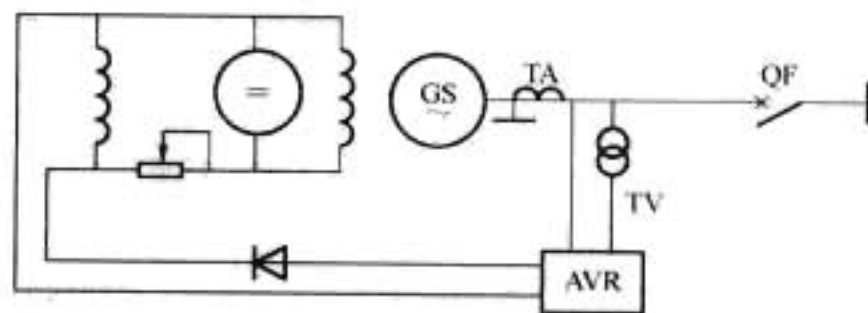


图 5.4-1 自励式直流励磁机励磁系统

GS—同步发电机; TA—机端电流互感器
TV—机端电压互感器; QF—发电机出口断路器; AVR—励磁调节器

1.2.1.2 自复励方式

利用变压器和变流器提供交流励磁电源,励磁变压器接在发电机端或厂用电母线上,功率变流器串接于中性点或机端,通过大功率的硅整流器或晶闸管组成整流电路,用电子整流方式将交流变换成直流,获取直流励磁电源。

复励电流与发电机定子电流大小有关,空载时复励无输出,由电压源提供励磁,发电机带上负荷后,则由复励提供定子电流电枢去磁效应所需的励磁。因发电机调整特性不是线性,仅靠复励不能使机端电压恒定,还必须由电压调节器加以校正。

自复励励磁系统见图 5.4-2。

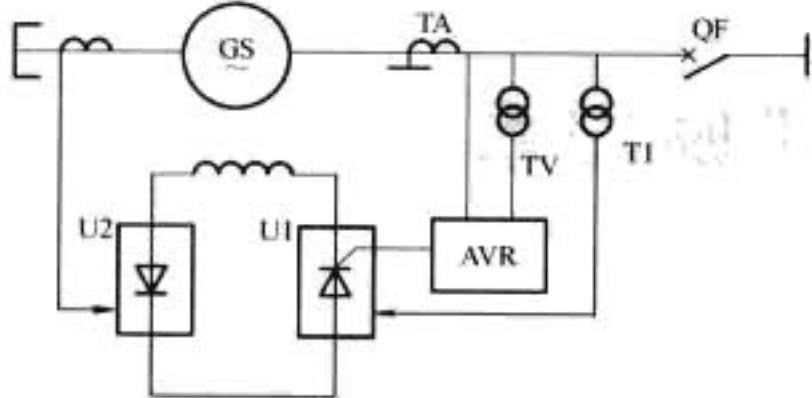


图 5.4-2 直流侧串联自复励静止励磁系统

GS—同步发电机；TA—机端电流互感器；
TV—机端电压互感器；QF—发电机出口
断路器；AVR—励磁调节器；T1—励磁
变压器；U1—晶闸管整流器；U2—硅整流器

1.2.1.3 自并励方式

利用变压器交流励磁电源，励磁变压器接在发电机端，通过大功率的硅整流器或晶闸管组成整流电路，将交流变换成直流，获取直流励磁电源。

自并励励磁系统是励磁系统中接线最简单、造价最低廉的一种励磁方式。

自并励励磁系统见图 5.4-3。

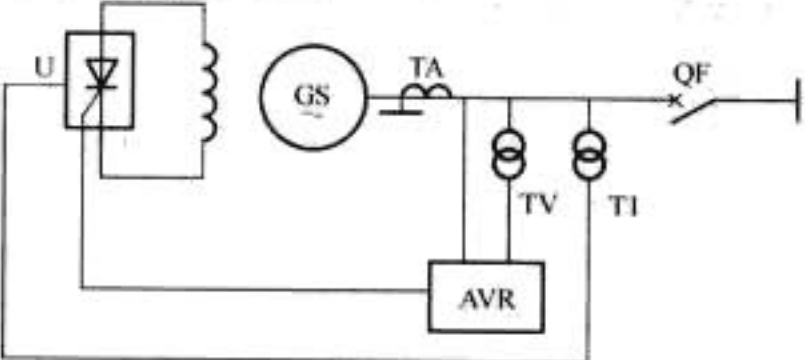


图 5.4-3 自并励静止励磁系统

GS—同步发电机；TA—机端电流互感器；
TV—机端电压互感器；QF—发电机出口
断路器；AVR—励磁调节器；T1—励磁
变压器；U—晶闸管整流器

各种励磁方式的特点比较如表 5.4-1 所示。

表 5.4-1 各种励磁方式特点比较

励磁方式	优点	缺点
直流励磁机方式	①励磁电源为独立电源，可靠性较高；②技术比较成熟，调节方便，价格低廉	①碳刷和换向器易磨损，甚至产生环火，维护麻烦；②调节速度较慢；③换向器受制造容量限制；④同轴直流励磁机影响整个机组长度，增加厂房投资；⑤一般只能启动不大于 30% 发电机额定容量的异步电动机
自复励方式	①无直流励磁机，无碳刷和换向器磨损及环火问题；②调节速度快，动态性能好；③缩短机组长度，减少厂房投资；④发电机外部短路时，复励能提供较大强励电流，并有很高励磁电压上升速度；⑤两励磁电源在直流侧并联，一个励磁电源故障时可由另一个励磁电源承担，避免失磁；⑥由于有发电机定子电流作为励磁功率电源，故在电力系统受扰动时可使机组有较高的同步转矩，从而有利于改善系统的暂态稳定性	变流器在制造技术、电厂布置、运行维护、可靠性及造价等方面存在问题。目前该方式已很少使用

续表

励磁方式	优点	缺点
自并励方式	①无旋转器件，运行可靠性高；②缩短发电机组的轴系长度，改善发电机组轴系稳定性；③调节速度快，动态性能好，可提高电力系统稳定水平；④造价低，维护简单，经济性好。该励磁方式已成为当前最主流应用方式	

1.2.2 励磁控制理论

(1) 古典励磁控制：包括比例调节方式、PID 调节方式、AVR+PSS 调节方式。

比例调节方式为按发电机端电压偏差进行比例式调节的励磁控制方式，不能很好满足大电力系统对抑制振荡、提高静态稳定极限以及稳态电压调节精度等方面要求。

PID 调节方式为按发电机端电压偏差进行比例—积分—微分调节的励磁控制方式，在一定程度上提高了稳态电压精度，但不能有效改善系统的动态品质和提高系统的稳定水平。尤其是快速励磁方式的采用会使电力系统特性恶化，致使出现负阻尼，使电力系统发生低频振荡。

“AVR+PSS”调节模式采用古典控制理论中的相位补偿理论，使励磁控制技术由单输入控制系统发展成为双输入控制系统，当前得到广泛应用，改善了 PID 式励磁控制在调节精度和稳定性间的矛盾以及在提供人工阻尼方面的不足。

(2) 现代励磁控制：包括最优控制理论、自适应控制理论、非线性励磁控制理论、鲁棒控制理论等，正在进一步的研究与尝试应用中。

特点：将研究对象扩展到多输入—多输出的动态系统，应用数学、控制理论等领域先进成果。

1.2.3 励磁调节器

1.2.3.1 模拟式调节器

模拟式调节器包括电磁型、半导体型调节器。

电磁型调节器应用于 20 世纪 50 年代，通常用于直流励磁机系统，时间常数较大，调节速度较慢，但可靠性高。

半导体型调节器应用于 20 世纪 60 年代以后，由于半导体元件几乎没有时滞，功率放大倍数也较高，调节速度较快。

1.2.3.2 数字式调节器

随着发电机单机容量和电网容量的不断增大，电力系统及发电机组对励磁控制在快速性、可靠性、多功能性等方面提出了更高的要求，如更优的励磁调节性能，更多的限制、报警、保护等附加功能。常规模拟式励磁调节器难以满足如此高的性能要求，结合数字控制技术、计算机技术及微电子技术的飞速发展，同步发电机组采用数字式励磁调节器已成为当前主流。

数字式和模拟式调节器的特征比较如表 5.4-2 所示。

表 5.4-2 数字式和模拟式调节器的特征比较

调节方式	模拟式调节器	数字式调节器
构成	使用集成电路或分立元件构成；需要通过专用电路实现调差功能、各种励磁限制和保护功能等	硬件以微处理器为核心；测量及运算通过软件完成；调差功能、各种励磁限制和保护功能等通过软件实现，硬件电路简单，运行维护方便；体积小，重量轻

续表

调节方式	模拟式调节器	数字式调节器
功能	增加硬件实现多功能化；AVR 的功能及其他功能是分散的	由软件扩展实现高功能化；AVR 功能可以一体化或分散化
操作性	改善控制功能时必须改变硬件及设定值，改动不方便	改变控制功能，由软件处理设定值易于实现
产品升级	必须进行硬件电路的修改，产品升级换代速度慢且较为复杂	可以统一设计硬件电路，便于产品更新换代；软件设计灵活性大，控制策略的改变和控制功能的增加通常只需要在软件上加以改进，加速产品升级换代
控制策略	硬件电路可以实现 PID 控制、PSS 控制等基本控制策略，控制方式较为简单	控制灵活、速度快、存储量大；可以实现 PID 控制、PSS 和线性最优控制，实现模拟式控制器难以实现的自适应控制、非线性控制、模糊控制和神经网络控制等，丰富和增强励磁系统的控制功能
参数设定	电压给定、放大倍数、时间常数等控制参数都是模拟元件设定，精度低，修改参数不方便；模拟电路存在温漂问题，影响参数变化	信号处理和规律都由软件完成，控制准确，精度高；电压给定、放大倍数、时间常数等控制参数都是数字设定，在线调整方便；数字电路不存在温漂问题，元件使用寿命长，不存在参数变化的影响
通信功能	无通信功能	可以通过总线、串行接口等方式接入电厂计算机监控系统，传送数据，接受指令，便于远方控制和实现发电机组的综合协调控制
可靠性	对检测运算部分的特性需进行定期检查；自诊断故障检测较复杂；电路出现故障，相应功能将中止	自身可靠性很高，通常采用多微机冗余设计，多通道互相跟踪，互为热备用，可实现自动切换，控制规律由软件实现，减少了硬件电路，使得由于控制器硬件电路故障而造成的停机时间大为减少
维护性	为确定各工作点，需对各部分特性进行检验，实现的电路复杂，要实现自诊断、自检测困难	跟踪及自诊断功能在特定点设定比较容易，可充分利用计算机的运算速度及软件的优越性，定期地对重要硬件部件和软件进行检查和监视，一旦出错，处理器对其故障进行甄别，并做出相应的处理，在显示故障消息的同时，或报警或进行调节器切换或发出停机信号等，最大限度地保证了调节器在运行过程中的透明度，进一步保证机组运行的可靠性

1.2.4 国内外励磁发展现状综述

水轮发电机励磁系统是电力系统的一种重大关键的发电配套设备。励磁系统的主要任务是维持发电机电压在给定水

平、合理分配无功和提高电力系统运行的稳定性。励磁系统的控制性能好坏直接关系到同步发电机运行的稳定性，进而影响到电力系统的安全和经济运行。在诸多提高电力系统运行稳定性而采取的措施中，提高励磁系统的性能，被公认为是最有效和经济的措施之一。

自 20 世纪 50 年代以来，随着时代发展，不论是在控制理论还是在电子器件的研制和实际应用方面均取得长足进展，这些成果促进了励磁控制技术的发展，励磁设备也由机械型发展为电磁型、电子型，由模拟式发展到数字式，励磁方式也由励磁机励磁方式或相复励方式演变为静止式励磁方式。相对其他励磁方式而言，静止励磁系统具有主回路简单、调节性能优良、可靠性高、易于维护等优点。

目前，新建水轮发电机组无一例外地配套使用静止励磁系统，旧有水电机组也在逐步和基本淘汰励磁机励磁方式或相复励方式，采用静止励磁系统。

水轮发电机静止式励磁系统是一个综合性较强的高新技术产品，它集成了计算机软硬件、电工理论、电力电子技术、控制理论和系统工程、现场总线等先进技术，在这个产品上体现出电力技术与其他学科相互交叉和渗透的趋势越来越明显。

当前，水轮发电机励磁系统基本上全部采用自并励励磁系统，采用晶闸管整流器技术，励磁调节器在小型电站以模拟式为主，中大型则以微机型为主。

我国微机励磁控制器的研制和开发工作开展得较早。1985 年微机励磁控制器第一台微机励磁控制器投入现场运行，国内诸多厂家均进行了相关的微机控制研究工作。二十年来，我国在微机励磁控制器的研究开发领域取得了丰硕的成果，应用日趋成熟。

国外微机励磁控制器进入实用也是在 20 世纪 80 年代，1989 年日本东芝公司投运了双微机系统的数字式励磁调节器；加拿大通用电气公司（CGE）于 1990 年 5 月也开发出微机励磁调节器；瑞士 ABB 公司开发了 UNITROL-P 型微机励磁调节器；其他国外励磁制造公司等也都相继生产出微机励磁调节器。这些大公司均具有很强的科研开发能力，励磁控制器所用的计算机系统一般都以专用的高速可编程控制器或高速微处理器为核心，采用自行研制的专用控制板组成，具有结构紧凑、可靠性高的优点。其中，瑞士 ABB 公司的 UNITROL-P 型微机励磁控制器在我国李家峡电厂等得到应用，UNITROL-5000 型微机励磁控制器在广西龙滩、云南大朝山等电厂得到应用；三峡 700MW 机组的励磁控制器由 SIEMENS 公司提供；加拿大 CGE 公司生产的 SILCO 双通道型微机励磁控制器安装在我国隔河岩水电站的进口机组上；奥地利 ELIN 公司生产的微机励磁控制器应用于十三陵抽水蓄能电站、天荒坪抽水蓄能电厂等。这些微机励磁控制器大多采用 PID+PSS 控制，各种控制、限制功能较完善，装置整体制造水平高。

从整体上来看，我国在微机励磁控制系统的控制算法方面的研究处在国际前列，所开发的微机励磁控制装置的功能也非常强大，但装置所选用的元器件的可靠性以及生产工艺水平与国外尚存在一定差距。

国外公司对新技术的掌握和应用，反应较敏捷，可以迅速地吸收电力电子、数字控制领域内最先进的研究成果和工艺。国外公司非常重视励磁产品的可靠性分析，他们把对可靠性朴素的经验性的感性认识提高到理论高度，如瑞士 ABB 公司在其质量手册有专门的可靠性分析，要求对每一环节都进行可靠性计算，并在此基础上确定设计的工艺方案。

2 水轮发电机励磁系统的组成及特点

2.1 水轮发电机励磁系统的组成

水轮发电机励磁系统通常由励磁调节器、励磁功率整流装置、灭磁及转子过电压保护装置、起励装置、测量变送及信号单元、励磁变压器及交直流侧电缆等部分组成。

水轮发电机励磁系统的组成框图见图 5.4-4。

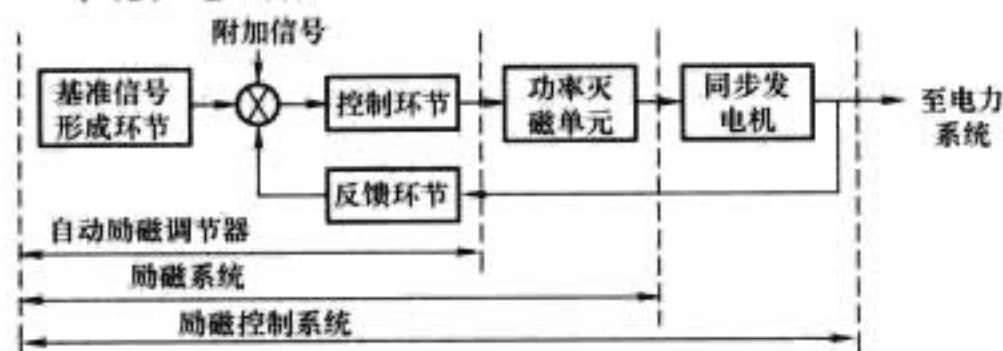


图 5.4-4 同步发电机励磁系统组成框图

2.2 微机励磁调节器的组成及特点

微机励磁控制器当前应用非常广泛，以其为例介绍励磁调节器的组成。

微机励磁调节器的总体结构主要包括硬件和软件两大部分。

2.2.1 硬件部分

励磁调节器硬件系统以微机为中心，再辅加一些外围接口构成。

2.2.1.1 微机系统

从功能上分，微机系统通常包括以下几个部分：

(1) CPU 板：微机系统的核心部分，负责管理微机系统中所有模板，并执行微机励磁调节器的软件。

(2) A/D 转换板：将外围测量电路传来的交流和直流模拟信号转换成相应的数字量。

(3) 开关量输入板：负责光隔输入各项开关状态以及控制信号，如断路器分合状态、开机令、停机令、增磁、减磁信号等。

(4) 开关量输出板：用于光隔输出触发脉冲及其他开关量信号，例如各种励磁限制动作信号等。

2.2.1.2 外围接口

外围接口主要包括以下部分：

模拟量信号采集处理部分：对诸如机端电压互感器测量信号、机端电流互感器测量信号、同步信号等模拟量进行合适变换处理，以便进入 A/D 转换板。

触发脉冲放大部分：对微机输出的小功率触发脉冲进行放大，以便触发晶闸管。

微机用电源：为提高微机系统可靠性，一般采用两路电源并联供电方式，或机端电源和厂用电并联，或厂用电和直流蓄电池电源并联。

2.2.1.3 特点

可供微机励磁调节器采用的 CPU 类型多样，常见有单片机、可编程控制器、数字信号处理器 (DSP)、Intel×80 系列芯片等。

综合比较国内外先进励磁产品，多 CPU 架构为其显著特征。

励磁系统在正常运行过程中，需要完成大量的复杂计算（如交流采样、PSS 等）、各种调节限制功能（如过励、欠励、U/f 限制等），以及诸多的信号采集和发送（如逻辑判断、通信等）。如此繁重的任务，使得单个 CPU 很难满足系

统的要求。在多 CPU 模式下，通过合理地分工，各个 CPU 可以充分发挥自身的优势，如 Intel 系列 CPU，通用处理能力很强，对外接口资源较多，周边支撑软硬件很多，编程简单，适于作为核心处理器；DSP 芯片具有改进的哈佛总线结构，可以同时数据对数据和程序进行寻址，采用流水线操作，减少了指令执行时间，具有专门的硬件乘法器和专门为数字信号处理而设计的指令系统，决定了 DSP 具有适时处理大量数据的能力，非常适合于数据采样及处理。单片机可用于脉冲的形成。合理采用“INTEL+DSP+单片机”架构可很好完成励磁系统的各项任务。

微机励磁调节器硬件总体发展方向为：低功耗，运算速度快，多功能。

2.2.2 软件部分

微机励磁控制器的实时控制软件通常包括：主程序，A/D 采样程序，控制量计算程序，励磁限制程序，同步信号处理及触发脉冲形成程序，通信程序，通用子程序库等。从大的流程来讲，可分为主程序和中断服务程序。编程时可充分采用模块结构，以便易于调试、修改和维护。通常主程序的功能包括：上电初始化，包括硬件以及部分参数的初始化，允许中断，以及一些需要在主程序完成的功能。中断服务程序调用是由同步信号引起的，它包括测频、采样及控制量的计算，形成触发脉冲，完成一些励磁限制功能的计算，读开关量并进行处理等。总的原则是时间性要求很强的一般放在中断程序，如测频、采样、触发脉冲形成等，其他均可考虑放在主程序完成。

微机励磁调节器软件，在早期均是由汇编语言或 PLM 语言编制，汇编语言编程和调试比较复杂，但执行速度快。PLM 语言可以直接面向硬件，但比较专用。随着 C 语言的出现及推广应用，现在多采用 C 语言来编制微机励磁控制器的软件。C 语言执行速度快（可以接近汇编语言），能直接面向硬件，还能与汇编混合编程，很适合于实时控制编程，同时也有很强的绘图、通信、字符处理、磁盘管理等功能。

国外励磁系统多采用组态编程技术用于软件编程，程序功能单元化、模块化，修改参数、改变内部逻辑关系、实现功能扩展等特别方便，稍加培训，用户便能清楚了解系统的设计思想，便于用户进行故障的查找、设备的维护以及进行各项试验。

将嵌入式技术应用于励磁系统也是今后发展方向之一。

嵌入式系统包含硬件和软件两部分，其中：硬件构架上以嵌入式处理器为中心，配置存储器、I/O 设备、通信模块等必要的外设；软件部分以软件开发平台为核心，向上提供应用编程接口 (API)，向下屏蔽具体硬件特性的板级支持包 BSP。嵌入式系统软硬件紧密配合，协调工作，共同完成系统预定的功能。

以嵌入式处理器为中心搭建好硬件电路提供了裸机运行平台，通过嵌入式实时操作系统 (RTOS) 的软件支持使整个系统有限的硬件资源充分利用起来。RTOS 将应用分解成多个任务，简化了应用系统软件的设计；RTOS 也使控制系统的实时性得到保证，可以接近理论上能达到的最好水平；良好的多任务设计，有助于提高系统的稳定性与可靠性。

2.3 励磁功率整流装置的组成及特点

励磁功率整流装置的组成包括：功率元件及散热器、冷却系统、过压过流保护系统。

整流方式：多采用三相全控桥整流，较少采用三相半控

桥。

功率元件：基本均采用晶闸管，极少应用 IGBT。

散热器：基本采用铝型材散热器，少数应用铜散热器或热管散热器。

冷却系统：多采用密闭风冷，少数应用热管散热。

过压保护：采用阻容保护，常见有分散式和集中式两种。

过流保护：采用快速熔断器。

发展方向：新型电力电子器件应用；散热方式研究；强停风机输出能力研究；功率整流器单桥高输出能力研究，功率整流器智能控制技术研究等。

2.4 励磁灭磁及转子过电压保护系统的组成及特点

灭磁及转子过电压保护系统包括灭磁开关、灭磁电阻、转子过电压保护器。

灭磁开关根据不同分类原则可划分为：单断口、多断口；交流灭磁开关、直流灭磁开关；移能型、耗能型。

灭磁电阻可分为线性电阻和非线性电阻。非线性电阻又分为 ZnO 和 SiC 两大类。

转子过电压保护系统可分为跨接器型和灭磁开关常闭触点接入型。

发展方向：灭磁开关朝高电压、大电流、高弧压方向发展；灭磁电阻朝高能容、小体积、易安装方向发展。

2.5 起励装置

根据工作原理和起励电源的不同，起励方式可划分为残压起励、交流起励和直流起励三种类型。

起励装置一般包括起励电源开关、起励接触器、导向二极管或整流桥、限流电阻等。在交流起励方式下还包括隔离变压器。

残压起励应用高频脉冲列触发技术，可靠实现低残压起励，整流阳极电压达到 5~10V，即可无需外部辅助电源进行起励。

通常电站采用残压起励为主、直流起励为辅或直流起励为主、交流起励为辅的起励方式。

3 励磁调节器

3.1 励磁调节器的系统组成及工作原理

励磁调节器负责根据检测到的发电机的电压、电流或其他状态量的输入信号，按照给定的励磁控制准则自动调节励磁功率单元的输出。

励磁调节器一般由基本控制、辅助控制和励磁限制三大部分组成。图 5.4-5 表示出了励磁调节器的基本组成单元。

从图 5.4-5 可以看出，基本控制部分是励磁调节器的核心，它主要实现同步发电机的电压调节和无功分配等最为基本的控制功能。通常包括以下单元：测量比较单元、调差单元、综合放大单元和移相触发单元。

辅助控制部分主要是根据运行的需要，在基本控制部分之外，附加的一些稳定控制部分和补偿环节，用来改善励磁控制系统和同步发电机与之连接的电力系统的稳定性。主要包括电力系统稳定器（PSS）。

励磁限制部分主要是在各种异常运行情况下，提供必要的励磁限制信号，并封锁基本控制信号（来自基本控制部分）和辅助控制信号（来自辅助控制部分），以保证机组的

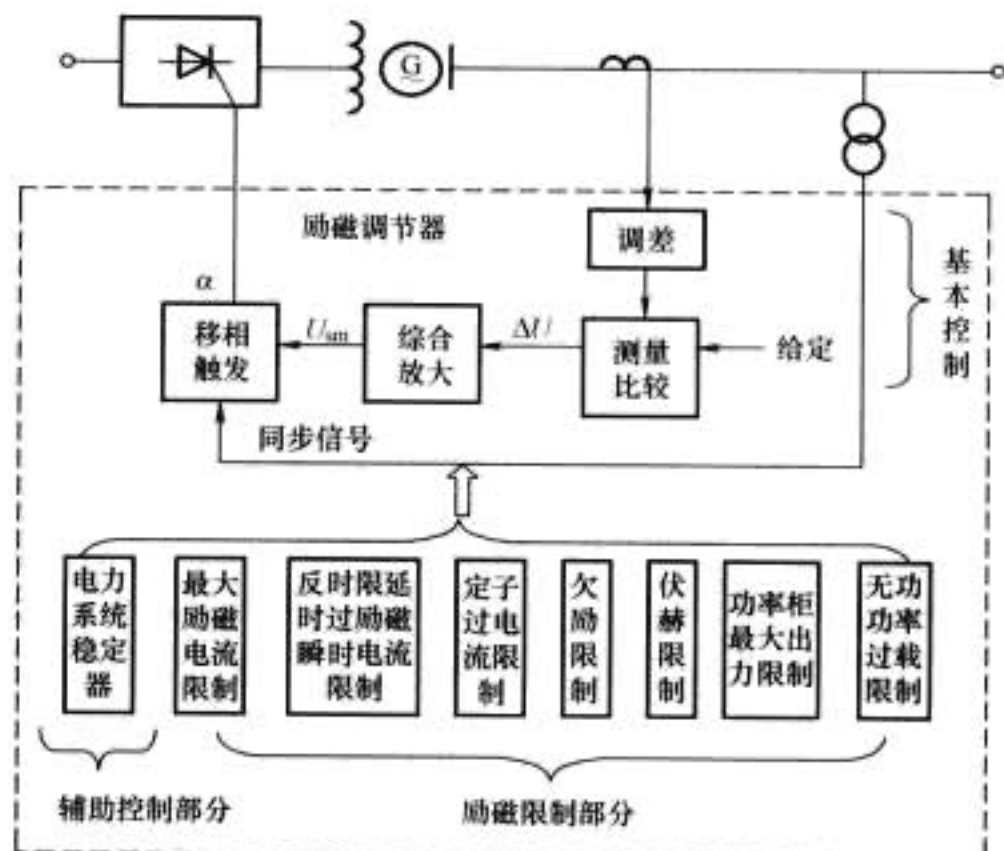


图 5.4-5 励磁调节器的基本组成单元

稳定和安全运行。它主要包括：最大励磁电流瞬时限制、欠励限制、反时限延时过励磁电流限制、伏赫限制和无功功率过载限制、定子过电流限制等。

3.1.1 测量比较单元

测量比较单元是励磁调节器的信息输入单元。其主要作用是：将从同步发电机机端电压互感器来的三相交流电压，经过电压测量变压器降压，再经过整流器整流为所需要的直流信号电压，与给定的直流参考电压比较后，得出电压偏差信号，输出至综合放大单元。

对测量比较单元的基本要求如下：

- (1) 测量电路要具有足够高的灵敏度，直流参考电压应稳定。
- (2) 电压给定电路的调整范围应使发电机电压和无功功率的调节满足运行要求。
- (3) 测量电路应具有优良的动态性能，即电路的时间常数要小，反应要迅速。
- (4) 输出的直流偏差信号必须平稳，其纹波系数要小。
- (5) 具有较好的线性度。
- (6) 具有一定的调差系数整定范围，满足并联运行机组间的无功功率稳定分配的要求。
- (7) 对于微机励磁而言，A/D 采样部分应具有较高的分辨率。

测量比较单元通常由测量变压器、整流电路、滤波电路和电压比较、整定电路等环节组成。

测量变压器对机端电压互感器输出的 100V 信号进行降压和隔离。

整流电路多采用简单的三相整流电路。

滤波电路有多种形式，在励磁调节器的时间常数中，滤波电路的时间常数占主要部分。

比较整定电路是测量比较单元的核心环节。

模拟式励磁调节器通常采用运算放大器或稳压管构成电路。

微机式励磁调节器则由相应的软件完成比较整定任务。

3.1.2 调差单元

调差单元用于改变发电机电压调节特性斜率，实现并联运行机组间的无功功率合理分配。

模拟式调节器中，调差单元的输出叠加在测量回路中，微机励磁中，调差单元直接作用于电压给定环节。

调差系数 δ 用来表征发电机调差外特性 $[U_t = f(I_Q), I_Q$

为无功电流] 曲线的变化趋势。调差特性曲线见图 5.4-6。

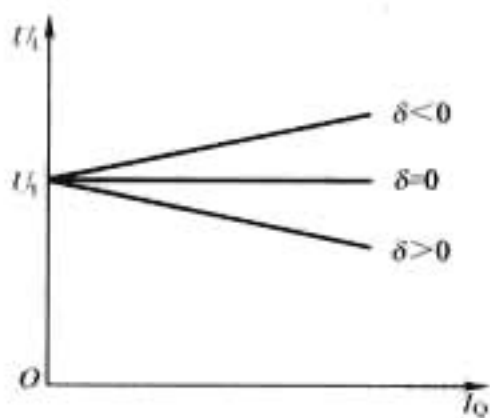


图 5.4-6 调差特性曲线

调差系数的物理意义为同步发电机在功率因数等于零的情况下, 无功功率从零变化到额定值时, 发电机端电压变化的标么值。

习惯上规定, 向下倾斜的特性曲线 (即电压随无功负荷增加而下降) 的调差系数为正, 称为正调差; 向上斜的特性曲线 (即电压随无功负荷增加而上升) 调差系数为负, 称为负调差。实际应用中, 一般直接用无功功率代替无功电流。

调差应用要点:

- (1) 几台具有无差调节特性的机组不能并联运行。
- (2) 对于不经过变压器直接接在母线上运行的发电机组, 并列点的调差系数就是各机组的调差系数。
- (3) 对于通过变压器接在母线上并联运行时, 为补偿大容量电力变压器漏抗压降, 发电机往往采用负调差。

3.1.3 综合放大单元

综合放大单元的任务: 根据励磁装置应实现的功能, 线性地综合测量偏差、辅助控制以及限制等信号, 并加以放大, 进而获得满足移相触发单元所需要的控制信号。

对综合放大单元的要求:

- (1) 具有线性地且无相互影响地综合多个输入控制信号的能力。
- (2) 反应速度快, 时间常数小。
- (3) 输入阻抗高, 输出阻抗低, 带负载能力强。
- (4) 放大倍数连续可调或分段可调。
- (5) 引入 PID 调节时, 各环节系数可调, 并有防止积分饱和的措施。
- (6) 保证前后环节的极性匹配。

模拟式调节器中, 综合放大单元通常采用三种线路形式: 磁放大器线路, 分立元件、集成运算放大器。

微机式调节器采用软件完成以上功能。

3.1.4 移相触发单元

(1) 移相触发单元的作用: 产生触发脉冲, 用来触发整流桥中的晶闸管, 并控制触发脉冲的相位随综合放大单元输出的控制电压的大小而改变, 达到调节励磁的目的。

(2) 移相触发的基本原理: 利用主回路电源电压信号产生一个与主回路电压同步的幅值随时间单调变化的同步信号, 将其与来自综合放大单元的控制信号比较, 在两者相等的时候产生触发脉冲。

(3) 移相触发单元一般包括同步、移相脉冲形成和脉冲放大环节。

(4) 对移相触发单元的要求:

1) 各相触发脉冲必须与受控主电路电源同步, 具有相同的频率并保持一定的相位关系。

2) 触发脉冲数目及移相范围满足实际要求, 移相范围一般为 $10^\circ \sim 160^\circ$ 。

3) 触发单元应与高电位的主电路互相隔离, 具有足够的绝缘强度。

4) 具有强抗干扰能力, 适应在允许的电网电压波动和波形畸变的条件下工作。

5) 触发脉冲须具有足够的功率输出, 使晶闸管可靠导通。

6) 触发脉冲的前沿陡度应小于 $10\mu\text{s}$ 左右, 并具有足够的幅值和宽度。

7) 各项触发脉冲的控制角应保证一致, 一般不大于 2° 。

8) 具有控制角 α 限制功能, 包括最小 α 角限制和最大 α 角限制:

(5) 触发脉冲的类型有:

1) 宽脉冲。采用宽脉冲触发时, 脉冲宽度必须大于 60° , 小于 120° 。

2) 双窄脉冲。

3) 高频脉冲列。

(6) 移相触发电路的方式有锯齿波移相和余弦波移相两种。

1) 锯齿波移相原理: 将与主回路同步且随时间单调变化的锯齿波信号与调节器输出的控制信号相比较, 两者相等时发出触发脉冲, 如图 5.4-7 所示。

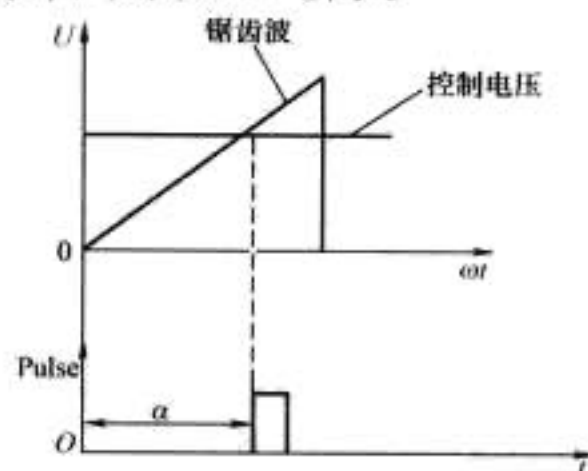


图 5.4-7 锯齿波移相原理

锯齿波移相特点: 控制角与控制电压成正比 (或反比) 关系, 又可称为线性移相; 控制角不受主回路电源电压幅值的影响; 全控桥输出电压与控制电压成余弦关系。

2) 余弦波移相: 三相全控桥整流输出的直流平均电压 U_d 与控制角 α 的关系为:

$$U_d = 1.35 \times U_2 \cos \alpha \quad (5.4-1)$$

式中: U_2 为三相交流输入电压。

由于增加了一个非线性环节 (余弦关系), 不利于励磁调节器的参数最优设计, 为此, 采用余弦波作为同步信号进行移相, 把非线性环节转换为线性环节。

余弦波移相原理如图 5.4-8 所示。其中同步电压 U_{sy} 为余弦波, 把控制电压 U_{sm} 叠加其上, 在过零处触发脉冲, 过零点对应的相角就是控制角 α 。

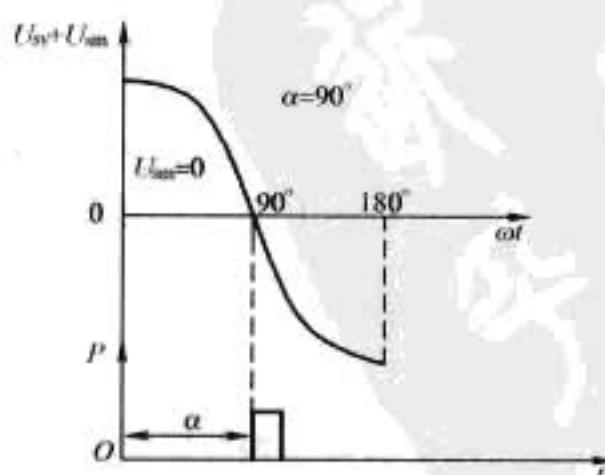


图 5.4-8 余弦移相原理图

根据图 5.4-8 有

$$U_{sy} \cos \alpha + U_{sm} = 0 \quad (5.4-2)$$

式中: U_{sym} 为余弦波幅值。

即

$$\alpha = \arccos \frac{-U_{\text{sm}}}{U_{\text{sym}}} \quad (5.4-3)$$

得出控制电压 U_{sm} 与晶闸管输出的直流平均电压 U_d 的关系为

$$U_d = 1.35 \times U_2 \cos \left(\arccos \frac{-U_{\text{sm}}}{U_{\text{sym}}} \right) = 1.35 \times U_2 \frac{-U_{\text{sm}}}{U_{\text{sym}}} \quad (5.4-4)$$

从而控制电压 U_{sm} 与 U_d 变成线性关系, 消除了非线性环节。

余弦移相的特点主要有: 控制角与控制电压成反余弦关系, 控制角受主回路电源电压幅值的影响; 全控桥输出电压与控制电压成正比关系。

3.2 励磁调节器的控制规律

3.2.1 数字采样

为了实现对发电机励磁的调节、控制与限制功能, 在励磁调节器中须取得与机组状态变量有关的运行参数作为反馈量, 并依此进行运算。对反馈量的处理有两种方式: 模拟量采样和交流采样。

3.2.1.1 模拟量采样

早期微机励磁一般采用模拟量变送器作为测量元件, 输出的直流电压经 A/D 转换接口电路, 供计算机采样。特点是该方法容易实现, 测量精度有保证, 滤波时间常数较大。

3.2.1.2 交流采样

通过交流接口将机端电压、电流信号处理成幅值稍低的交流电压, 供计算机采样, 并经运算得到相关的电气量。交流采样技术是微机励磁的关键技术和励磁装置数字化深度的标志之一。

交流采样电路如图 5.4-9 所示。

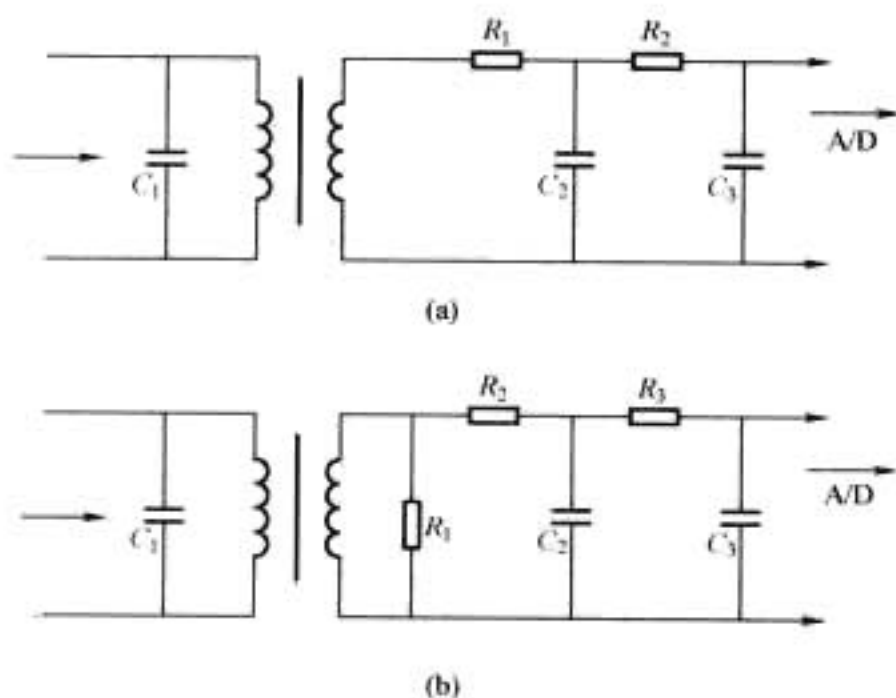


图 5.4-9 交流接口电路

(a) 电压接口电路; (b) 电流接口电路

交流采样算法多采用傅里叶算法。

3.2.2 PID 控制

按偏差的比例、积分、微分控制简称 PID 控制。PID 控制是过程控制中应用最广泛的一种控制规律。

PID 励磁控制系统原理如图 5.4-10 所示。

传递函数表达式为

$$G(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \quad (5.4-5)$$

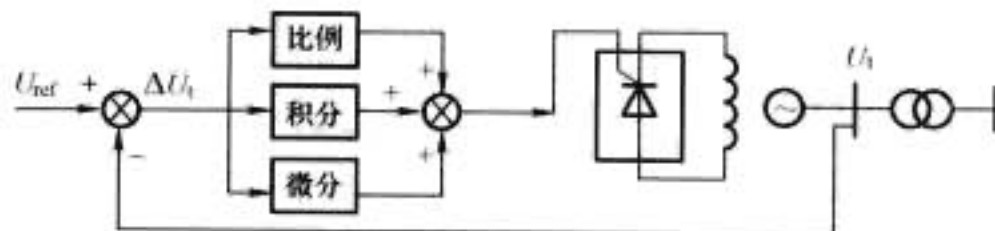


图 5.4-10 PID 励磁控制系统原理框图

控制系统中的输入量为发电机机端电压的偏差。PID 励磁调节器各校正环节的作用如下:

(1) 比例环节: 能迅速成比例地反映机端电压的偏差信号, 偏差一旦产生, 调节器立即产生控制作用, 以减少偏差, 维持机端电压恒定。但比例控制不能消除稳态误差, 稳态误差的大小主要与放大倍数有关, 放大倍数越大, 偏差越小。

(2) 积分环节: 消除稳态误差, 提供系统的无差度。只要系统存在误差, 积分控制作用就不断地累计, 输出控制量以消除误差。但是, 积分作用太强会使系统超调加大, 甚至使系统出现振荡。

(3) 微分环节: 反映偏差信号的变换趋势 (变化速率), 从而在系统中引入一个早期修正信号, 即按预测的电压变化趋势进行调节, 微分控制可以减少超调量, 提供系统的稳定性, 同时加快系统的动作速度, 减少调节时间。但微分环节对高频干扰比较敏感, 容易引起控制过程振荡。

PID 励磁控制系统应能达到如下控制目标:

(1) 稳态时有较大的放大倍数, 使发电机端电压接近恒定, 保证发电机端电压静差率满足国家标准的要求, 使系统有较大的静态稳定极限。

(2) 暂态时有较小的放大倍数, 以避免超调和振荡; 保证发电机间无功分配的稳定性。

PID 调节各参数对控制性能的影响如下:

(1) 比例调节系数 K_p 对系统性能的影响:

1) 对稳态特性的影响: 加大 K_p , 在系统稳定的情况下, 可以减小稳态误差, 提高控制精度, 却不能完全消除稳态误差。

2) 对动态特性的影响: 加大 K_p , 会使系统动作灵敏, 响应速度快。 K_p 偏大, 振荡次数变多, 调节时间加长, 当 K_p 太大时, 系统会趋于不稳定。若 K_p 太小, 系统响应变慢。

(2) 积分时间常数 T_i 对系统性能的影响:

1) 对稳态特性的影响: 积分控制能消除系统的稳态误差, 提高控制系统的控制精度。 T_i 太大, 积分作用太弱, 将不能减小稳态误差。

2) 对动态特性的影响: T_i 偏小, 积分作用强, 振荡次数变多, T_i 太大, 对系统的性能影响减小。 T_i 合适时, 过渡性能比较理想。

(3) 微分时间常数 T_d 对系统性能的影响:

微分控制作用跟偏差信号的变化趋势有关, 通过微分控制能够预测偏差, 产生超前校正作用, 较好改善动态特性。 T_d 偏大时, 超调量较大, 调节时间较长。 T_d 偏小时, 同样超调量较大, 调节时间较长。只有 T_d 合适, 才能得到合适效果。

标准 PID 的幅频特性如图 5.4-11 所示。

图 5.4-11 中, K_R 表示直流增益, 用于确定调节器的调压精度, 经过积分带宽控制时间常数 T_{B1} 、积分时间常数 T_{C1} 确定的积分区段, 在中频区表现为暂态增益降低的比例增益 K_p , 以提高系统的暂态稳定性; 通过微分时间常数 T_{C2} 和微分带宽控制时间常数 T_{B2} 确定的微分区段, 在高频

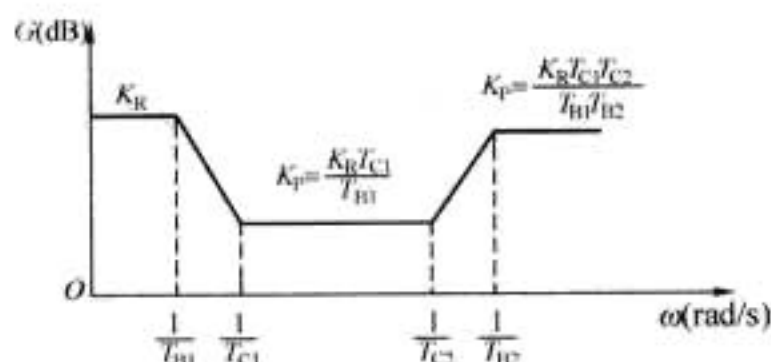


图 5.4-11 标准 PID 滤波器的幅频特性

区表现为微分增益一直的高频增益 K_∞ ，用于防止高频杂散信号对微分环节的干扰。

3.2.3 PSS 电力系统稳定器

随着电力系统规模的扩大，以及远距离重负荷输电线路的出现及大型发电机开始采用，由半导体励磁调节器和晶闸管整流功率柜组成的快速励磁系统，使整个电力系统的阻尼不断减弱。当电力系统发生故障或受到其他扰动时，出现长时间低频率振荡，严重影响电力系统安全稳定运行。

20 世纪 60 年代美国西部电力系统发生了低频振荡，在西欧、日本的电力系统中也不断出现这些情况。在我国 20 世纪 80 年代初湖南西部系统凤滩—常德线故障跳开时，凤滩电厂出线产生低频振荡。1984 年初，广东—九龙联络线投运后不久，发生多次 0.45~0.5Hz 低频振荡。1985 年湖北系统葛洲坝电厂出线发生多次低频振荡。当低频振荡频率为 0.017~0.08Hz 时为超低频振荡；0.5~2Hz 为典型的低频振荡，振荡持续时间长；10~40Hz 为次同步振荡，是由于远距离输电线路中的串联电容补偿引起。

为提高电力系统阻尼，抑制低频振荡，1966 年美国首次把电力系统稳定器投入工业试验。由于其原理清晰，实现简单，能有效抑制低频振荡，因此迅速在世界各国得到推广应用，但其也存在一些问题需要进一步研究。

(1) 抑制振荡频率范围窄，对所设计振荡频率效果好，对其他振荡频率效果变差，甚至起反作用。

(2) 在多机电力系统中，还有 PSS 的安装与整定及相互之间的配合问题。

目前 PSS 均通过软件加以实现。标准的 PSS2A 模型 (STD421.5-422) 可以有效解决反调问题，正在大力推广应用。

3.2.4 线性最优励磁控制

线性最优控制是现代控制理论的一个重要组成部分，是

将最优化理论用于控制问题的一种体现。在现代控制理论的诸多分支中，以线性最优控制理论的发展最迅速、最完善，其他应用也最多、最成熟。

线性最优控制理论具有的几个特点：

(1) 它属于现代控制理论的范畴，其理论不是建立在仅反映控制系统输入量与输出量间关系的传递函数的基础上，而是建立在状态空间方程的基础上，因而它能够比较详尽地描述动力学系统。

(2) 由于它是建立在状态空间方程基础上，所以可以方便地处理多输出—多控制量的系统，这恰恰满足了电力系统对多变量控制的客观要求。

(3) 它有一套严整的设计理论，在选定性能指标下它可以通过严格的解析方法而不是用启发式或试凑的方法得出最优控制规律。

(4) 它不局限于常系数线性系统，亦适用于时变的线性系统、非线性系统及离散系统。

3.2.5 自适应励磁控制理论

自适应控制是从 20 世纪 50 年代开始研究的，由于自适应控制需要复杂的计算，而当时计算机不普及，实现比较困难。另外，自适应控制系统是属于一种非线性控制系统，理论设计和分析很复杂，当时的理论基础还不够，因而其后人们兴趣有些下降。在 60 年代，控制理论获得了巨大发展，随机控制理论、系统辨识等学科都取得了重要的结果。特别是到了 70 年代中，微型计算机迅速普及，自适应控制的研究和应用又重新活跃起来。

自适应控制目前有很多定义，但还很不一。在这里引用 1974 年 Landau 提出的一个定义：一个自适应系统，利用其中的可调系统的各种输入、状态和输出来度量某个性能指标，将所测得的性能指标与规定的性能指标相比较，然后由自适应机构来修正可调系统的参数或者产生一个辅助的输入，以保持系统的性能指标接近于规定的指标。自适应控制之所以引起人们兴趣，是因为它能够自动跟踪被控对象的运行状态和参数的变化，始终保证被控对象的性能最优。而常规控制器通常情况下只能在设计的运行点保证性能最优，在其他运行点则性能变差。

3.3 比较典型的励磁调节器数学模型

3.3.1 比较典型的调节器数学模型

如图 5.4-12 所示，励磁调节器的数学模型主要包括测

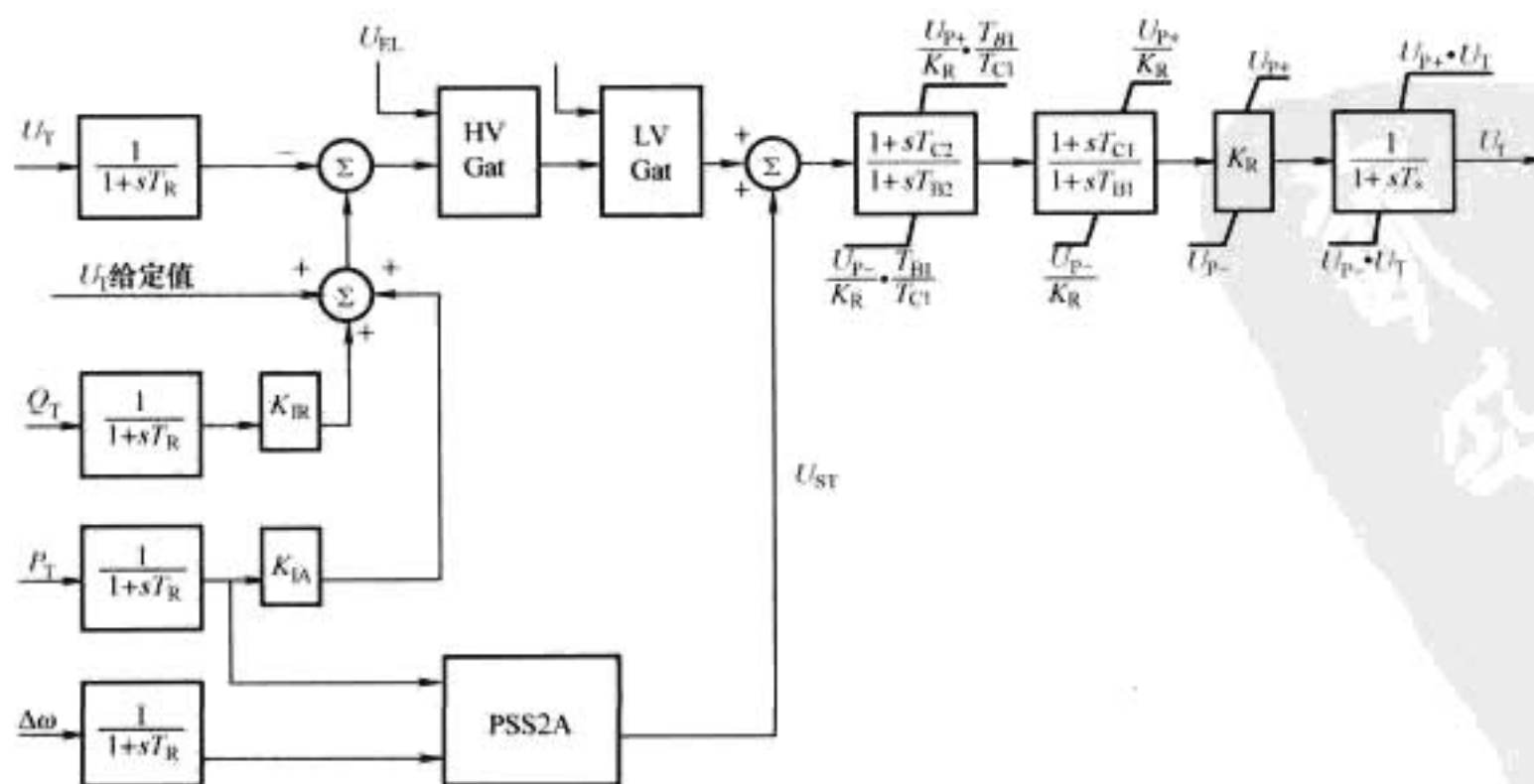


图 5.4-12 比较典型的调节器数学模型

量环节、偏差计算环节、调节控制环节及各种限制和转换环节。

测量环节用于检测调节所需的发电机参数，包括 U_T （发电机电压）、 Q_T （无功功率）、 P_T （有功功率）和 $\Delta\omega$ （转子角速度）等，测量环节的时间常数用 T_R 表示。发电机电压 U_T 是调节器主要的反馈量。无功功率 Q_T 作为调差单元的计算依据，用于调整并联运行机组之间无功分配， K_{IR} 是调差系数，可设置成正调差或负调差。有功功率 P_T 作为有功补偿的计算依据， K_{IA} 是补偿系数，用于补偿有功电流引起的线路压降。

机端电压给定值与调差单元和有功补偿单元叠加之后作为电压调节环的给定，该值与机端电压（经滤波）的差值即是偏差信号。偏差信号与欠励限制单元的输出进行比较，大者有效。该输出再与过励限制单元的输出进行比较，小者有效。

以上各环节最终输出与 PSS 的输出信号 U_{ST} 叠加后作为电压调节的输入。

电压调节器包括两级超前滞后环节和放大倍数 K_R 。通过调整超滞环节的时间常数可获得理想的动态特性。 K_R 代表稳态增益，也是可调整的。

最后一级滤波环节是门控单元和整流桥的简化数学模型。 U_{P+} 表示正向顶值电压， U_{P-} 表示负向顶值电压，其实

际值取决于调节器控制角移相范围和机端电压（对自并励系统而言）。

图 5.4-12 所示数学模型的励磁调节器参数定义及设定范围见表 5.4-3。

表 5.4-3 调节器参数一览表及设定范围

参数	定义	单位	范围	推荐值
T_R	测量环节时间常数	s	0.020	0.020
T_s	门控单元和整流桥时间常数	s	0.004	0.004
K_{IR}	调差系数	p. u.	-0.20~+0.20	0.06
K_{IA}	有功补偿系数	p. u.	-0.20~+0.20	0.00
K_R	稳态增益	p. u.	10~1000	300
T_{B1}	第一级超滞环节滞后时间常数	s		5.00
T_{B2}	第二级超滞环节滞后时间常数	s		0.08
T_{C1}	第一级超滞环节超前时间常数	s	0.01~10	1.00
T_{C2}	第二级超滞环节超前时间常数	s	0.01~2	0.08
U_{P+}	正向顶值电压	p. u.		
U_{P-}	负向顶值电压	p. u.		

3.3.2 电力系统稳定器 (PSS)

根据 IEEE 标准，PSS2A 模型见图 5.4-13。

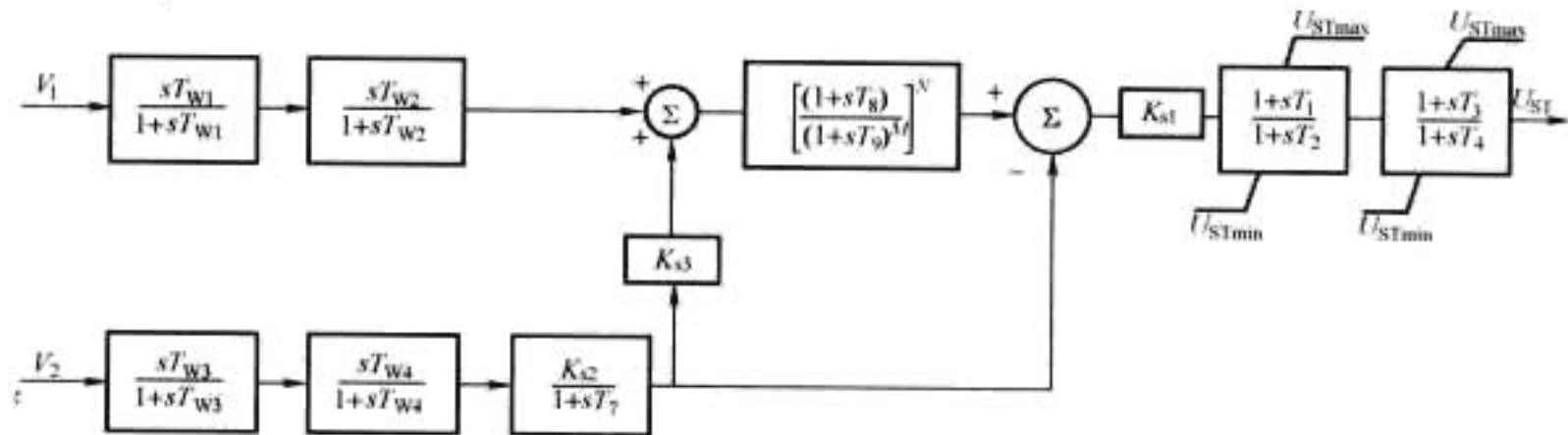


图 5.4-13 电力系统稳定器数学模型 (PSS2A)

电力系统稳定器 (PSS) 数学模型包括以下几部分：机械功率计算，陷波器，加速功率计算，相位和增益补偿。

PSS 的输入信号为 V_1 和 V_2 。 V_1 表示转子角频率的变化量 $\Delta\omega$ ， V_2 表示机组的电功率 P_T ，参见典型的调节器数学模型。

V_1 和 V_2 经过两级隔直环节后滤出稳态值，得到相应的变化量。

电功率信号经两级隔直和一级滤波后得到其变化量的积分。时间常数 T_7 的设置是与 T_{W1} 、 T_{W2} 、 T_{W3} 相关联的，应确保 PSS 输入信号的频段在合适的范围内（如 0.1~2Hz）。

机械功率的积分来自于 V_1 和 V_2 两路信号的合成， K_{s3} 用于微调，一般 K_{s3} 取值为 1。

陷波器用于滤掉有害的高频分量，比如轴系扭振。

加速功率的积分来自于机械功率的积分与电功率积分的差值。

两级超前滞后环节和放大单元 K_{s1} 用于相位补偿和增益补偿。

PSS2A 模型的参数定义及设定范围如表 5.4-4 所示。

表 5.4-4 PSS2A 模型参数定义及设定范围

参数	定义	单位	范围	典型推荐值
T_{W1} , T_{W2}	隔直时间常数	s	0.1~30	$T_{W1}=2$ $T_{W2}=2$

续表

参数	定义	单位	范围	典型推荐值
T_{W3} , T_{W4}	隔直时间常数	s	0.1~30	$T_{W3}=2$ $T_{W4}= \text{not used}$
K_{s1}	PSS 增益	p. u.	0.1~50	10
K_{s2}	计算电功率积分的补偿系数	p. u.	0.01~5	0.143
K_{s3}	信号合成系数	p. u.	0.01~5	1
T_1, T_3	相位补偿环节的超前时间常数	s	0.00~2.50	$T_1=0.20$ $T_3=0.44$
T_2, T_4	相位补偿环节的滞后时间常数	s	0.00~2.50	$T_2=0.04$ $T_4=0.12$
T_7	电功率积分时间常数	s	3~30	2
T_8	陷波器时间常数	s	0.00~2.50	0.20
T_9	陷波器时间常数	s	0.00~2.50	0.10
M	陷波器阶数	—	2~5	5
N	陷波器阶数	—	1~4	1
U_{STmax}	PSS 输出上限值	p. u.	0.000~3.277	0.100
U_{STmin}	PSS 输出下限值	p. u.	0.000~-3.277	-0.100

3.4 励磁调节器通道配置

励磁调节器通道采用冗余配置提高了调节器的可靠性。

常见励磁调节器通道配置方式：

3.4.1 单通道模式

励磁调节器为单通道，但包含自动/手动功能，见图 5.4-14。

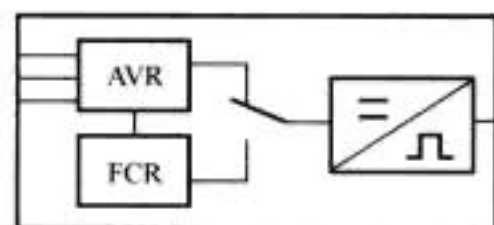


图 5.4-14 单通道（含自动/手动功能）

3.4.2 微机/模拟双通道模式

微机/模拟双通道模式见图 5.4-15。

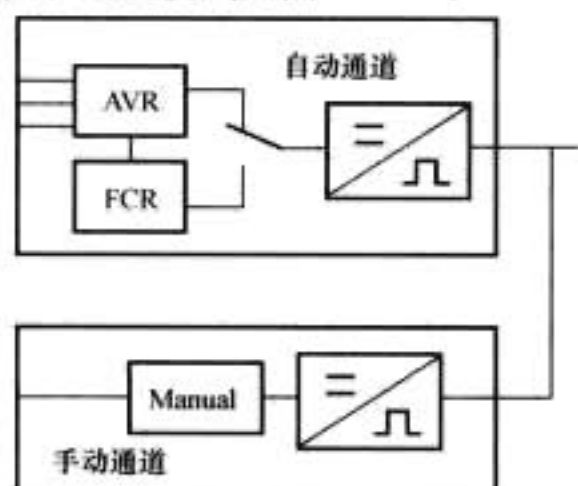


图 5.4-15 微机/模拟双通道模式

3.4.3 微机/微机双通道模式

微机/微机双通道模式见图 5.4-16。

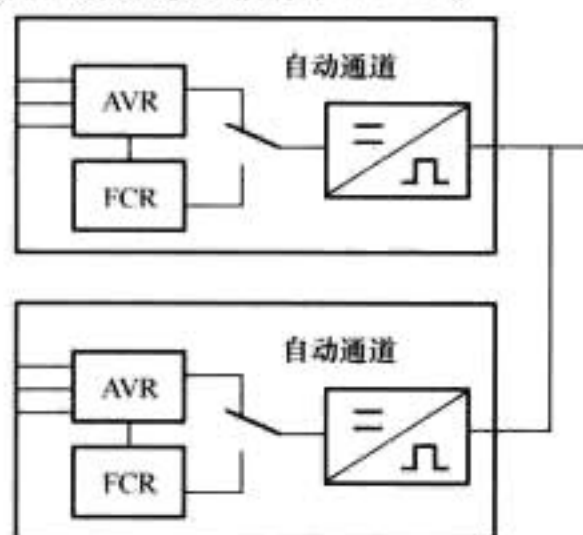


图 5.4-16 双微机通道

3.4.4 微机/微机/模拟三通道模式

微机/微机/模拟三通道模式见图 5.4-17。

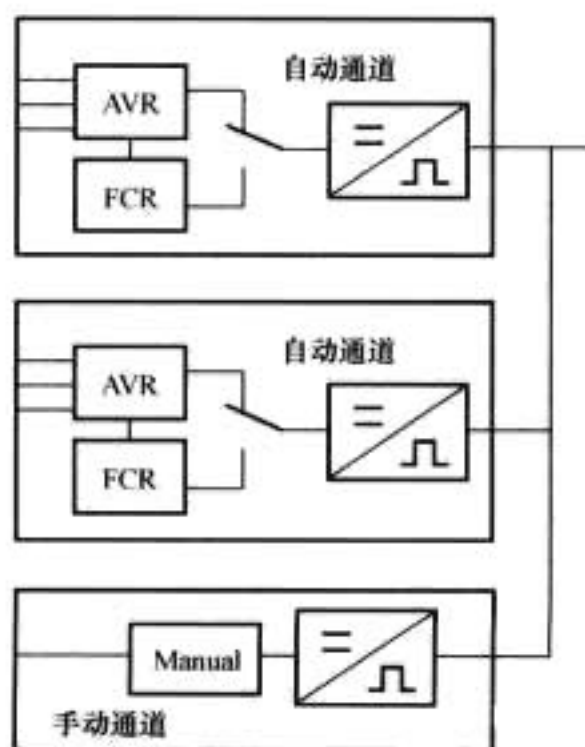


图 5.4-17 微机/微机/模拟三通道

3.4.5 “三取二”表决型

“三取二”表决型见图 5.4-18。

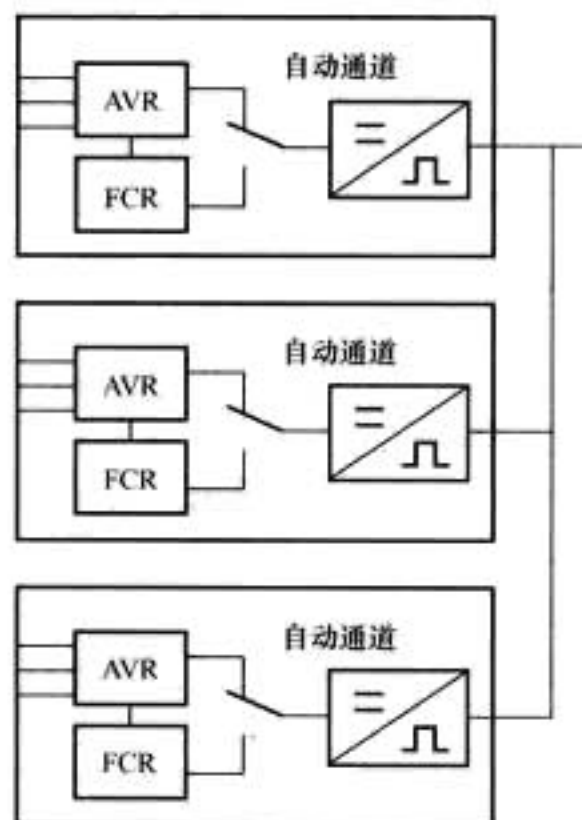


图 5.4-18 “三取二”表决型

热备用双通道单模冗余结构，即调节器包含两个独立的通道。这两个通道软硬件结构完全相同，调节模式、工作原理完全一致，一套工作，一套备用。

“三取二”表决型模式，三个调节通道完全相同并互相独立。每个通道均可实现自动或手动调节。三模冗余控制器采用“多数表决方式”工作原理，按照“三取二”原则输出主调节信号。当一个通道发生故障时，除发出报警信号外，其余两信号取中值作为调节信号。如有两通道故障，切换至手动通道运行。

热备用双通道双模冗余结构，即两个通道软硬件结构、调节模式、工作原理完全不同。

微机/微机/模拟三通道双模冗余结构，三个通道从测量回路到脉冲输出回路完全独立。调节通道以主从方式工作，其中一个自动电压调节通道作为主通道，另一个自动电压调节通道作为第一备用通道，手动调节通道作为第二备用通道。

3.5 励磁调节器调节方式

励磁调节器的调节方式包括自动调节方式、手动调节方式、恒无功功率调节方式及恒功率因数调节方式。

3.5.1 自动调节方式

恒机端电压调节称为自动调节方式，其基本功能是比较发电机实际端电压与自动给定值，输出偏差信号送入 PID 控制器，再产生触发脉冲送给功率整流器，用以控制发电机端电压为恒定值。

自动调节方式调节范围：10%~110%发电机额定电压。

自动调节方式运行时，设置了励磁电流限制器。

3.5.2 手动调节方式

恒励磁电流调节称为手动调节方式，其基本功能是比较发电机实际励磁电流与手动给定值，输出偏差信号送入 PI 控制器，再产生触发脉冲送给功率整流器，用以控制发电机励磁电流为恒定值。

手动电压调节范围为：下限不高于发电机空载励磁电压的 10%~20%；上限不低于额定励磁电压的 130%。

该运行模式主要用于调试（如在设备的投运或维护过程中），或者是作为在 AVR 故障时（如电压互感器故障）的备用控制模式。

为了避免在手动模式下突然甩负荷引起的过电压，手动

模式具有自动返回空载的功能。

手动运行方式应设置电压限制功能,当机端电压大于电压限制值时进行电压限制。

3.5.3 自、手动方式的关系

两种运行方式是相互跟踪的,即备用方式跟踪运行方式,切换是无扰动的。

调节器内有电压给定和电流给定两个给定单元,分别用于恒机端电压调节和恒励磁电流调节。

人工的增、减磁操作是对处于运行状态的给定单元进行操作,这由调节器的自动选控逻辑保证的。

3.5.4 叠加的无功功率或功率因数控制

无功功率控制或功率因数控制可视作对自动电压调节器的叠加控制。在这两种情况下,控制信号来源于实际值和被选控制模式的控制点值之间的差值。另外,控制信号通过一个积分器作用到自动电压调节器的求和点上。

所选叠加控制模式的工作点可通过下述方式设定:①通过人机界面;②通过远方增、减命令;③通过远方一个毫安信号设定;④通过远方的串行通信连接。

叠加控制模式只在并网条件下方可进入,发电机解列时自动退出。电厂根据运行需要可自行决定是否选用该调节模式。

叠加控制模式在手动模式下无效。

3.6 励磁调节器的功能

励磁调节器的功能包括基本功能、限制功能、故障检测和保护功能、容错功能、通信功能等。

3.6.1 基本功能

3.6.1.1 有功和无功功率补偿

为了补偿由单元变压器和/或传输线路上的有功或无功功率引起的电压降,将与静态的有功功率和无功功率成正比的信号叠加到发电机电压给定值上。功率补偿范围在 -15% 和 $+15\%$ 之间,且是可调的。

3.6.1.2 软起励控制

软起励功能是为了在起励时防止机端电压超调。励磁接收到开机令后即开始起励升压,当机端电压大于 30% 额定值后,调节器以一个可调整的速度逐步增加给定值使发电机电压逐渐上升直到预置值,预置值是可以通过调试软件设定的,一般设定为空载额定值。

3.6.1.3 通道间的跟踪

通道间的跟踪是由调节器软件实现的,备用通道跟踪运行通道,跟踪的依据是两通道的调节输出(控制信号)相等。跟踪关系可人工闭锁。

自动跟踪功能保证了从运行通道到备用通道的平稳切换。切换可能是由于故障引起的自动切换(如PT断相)或人工切换。

无论系统是采用双通道配置还是三通道配置,备用通道总是跟踪运行通道。

3.6.1.4 系统电压跟踪功能

为了提高机组并网速度,励磁系统可设置系统电压跟踪功能,空载升压后自动跟踪网压,便于快捷并网。

并网后,系统电压跟踪功能自动退出。

3.6.2 限制器功能

限制器的目的是维护发电机的安全稳定运行,以避免由于保护继电器的动作而出现的事故停机。限制器工作原理是基于同步发电机的功率圆图及对应的运行限值。

一般情况下励磁系统提供下述限制功能: U/f 限制器,

过励限制,具有反时限特性的最大磁场电流限制器,定子电流限制器(过励状态下),欠励限制, P/Q 限制器,定子电流限制器(欠励状态下),最小磁场电流限制器。

功能限制器实现方法多样,以下以某种类型励磁系统为例介绍各限制器原理及实现方法。

3.6.2.1 U/f 限制器

为了避免发电机组和励磁变压器的铁心磁通过于饱和,在系统中配置了 U/f 限制器。在调节器内预置了 U/f 特性曲线,如果发电机电压对某一频率而言太高,则调节器自动地减小给定值以降低发电机电压使其符合 U/f 特性曲线。

3.6.2.2 具有反时限特性的最大磁场电流限制器

最大磁场电流限制器用于防止转子回路过热。它主要有两个不同的设定值,一个是强励顶值电流限制值,另一个是连续运行允许的过热限制值。过热限制附加两个控制参数分别代表转子过热和冷却的等效时间。

强励顶值电流限制值 $I_{\max 1/2}$ 。

过热限制值 $I_{\text{therm}1/2}$ 。

转子的等效过热时间常数 T_{equiv} 。

转子的等效冷却时间常数 T_{cooling} 。

有了这些设定值,最大磁场电流限制器就能够计算励磁绕组最大允许的热能 ΔE_{\max} 。该限制器的参数设定值和功能框图如图 5.4-19 所示。

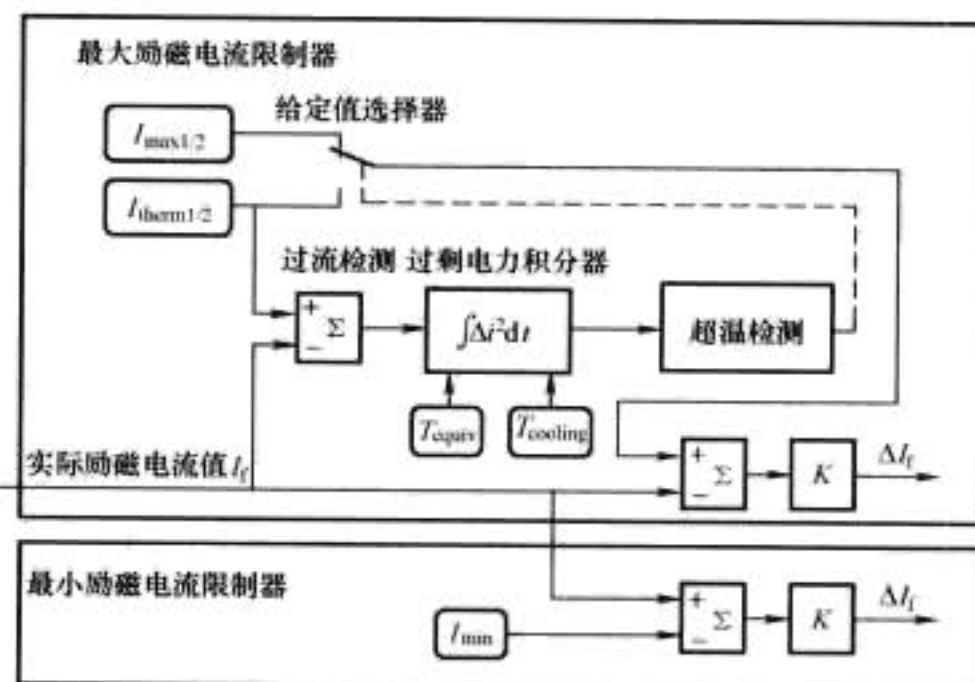


图 5.4-19 最大和最小磁场电流限制器

在同步发电机正常运行过程中(无限制器起作用),最大磁场电流限制器的有效控制点是强励顶值电流限制值 I_{\max} 。AVR 无论何时需要时都能达到强励顶值电流。现在假定,出现了某个系统故障,为了消除故障需要强励,只要励磁电流的实际值超出过热限制值,那么调节器就会启动一个过剩电力积分器,它将该电流偏差值 Δi^2 (其中 $\Delta i = I_{\text{field}} - I_{\text{therm}}$) 积分,这个积分的结果与励磁绕组的热能成正比。如果励磁电流高于过热限制值一定时间,那么积分器的输出值 $\int \Delta i^2 dt = \Delta E$ 将会增加。积分器的输出值一超过 ΔE_{\max} ,最大磁场电流限制器的限制值将从 I_{\max} 减小到 I_{therm} 。

如果系统中出现了另一个故障,强励电流在冷却时间结束之前再次高于 I_{therm} ,那么在这个强励电流下所允许的时间显然比第一个故障中的时间短,因为将会较早地达到 ΔE_{\max} 值。如果冷却时间已经结束了,那么限制器将仅允许励磁电流在强励允许时间段中保持在顶值水平。

最大磁场电流限制器在两种不同情况下的限制特性如图 5.4-20 所示。

情况一: $I_{\text{PROSPECTIVE}} > I_{\max}$

情况二: $I_{\text{PROSPECTIVE}} > I_{\text{therm}}$

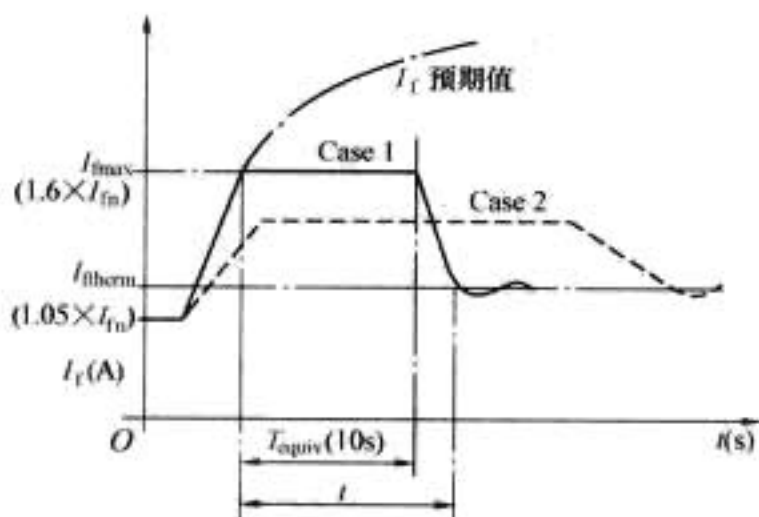


图 5.4-20 最大磁场电流限制器的限制特性

由下述表达式给出热限制器的激活时间

$$t = \frac{I_{fmax}^2 - I_{ftherm}^2}{I_f^2 - I_{ftherm}^2} \times T_{equiv} \quad (5.4-6)$$

3.6.2.3 最小磁场电流限制器

最小磁场电流限制器的主要任务是防止失磁。这个功能通常用于水轮发电机组，它有可能在较深的进相状态下运行，对应的励磁电流有可能接近于零。在这种情况下，最小磁场电流限制器确保励磁电流不小于最小限制值。该限制值对于维持正常的晶闸管整流是有必要的，此外它可防止转子极靴过热。

最小磁场电流限制器只有一个最小限制值，并且立即起作用。

3.6.2.4 定子电流限制器

这个限制器在过励和欠励运行范围内防止发电机定子绕组过热。

它的工作原理与最大场电流限制器的工作原理相似，如图 5.4-21 所示。在工作中的主差值与峰值极限（最大定子电流）的设定值有关，没有一个确定的值。理论上，限制曲

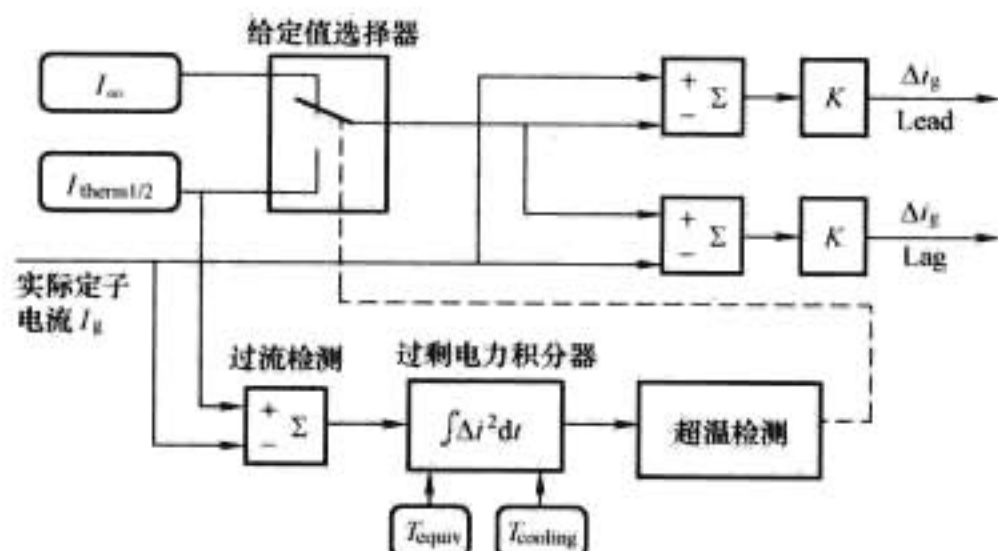


图 5.4-21 在过励和欠励运行模式下的定子电流限制器

线对于工作时间接近于零来讲可能达到一个无限大值 ($I_{max} = \infty$)。通过适当的确定参数，可以获得反时限特性，接近于定子绕组的最大允许的热能 ΔE_{max} 。

两个限制器的实际值是定子电流的平均值。当发电机过励时，欠励限制器被截止，反之亦然。通过考虑到负载功率因数，一个逻辑电路保证了定子电流限制器在两个方向上（过励和欠励）的正确动作。

定子电流限制器不能影响有功电流。如果有功电流的数值达到高于定子电流限制器的控制点值的水平，那么限制器将调节无功功率接近于零。

3.6.2.5 P/Q 限制器

P/Q 限制器本质上是一个欠励限制器，用于防止发电机进入不稳定运行区域。可以用五个无功功率值对应五个有功功率水平 ($P=0\%$, $P=25\%$, $P=50\%$, $P=75\%$, $P=100\%$) 来设定限制曲线。限制曲线与发电机的电压水平有关，发电机电压变化时，限制特性随之偏移。P/Q 限制器工作原理如图 5.4-22 所示。

3.6.2.6 限制器的优先权

限制功能的优先权是指过励限制或欠励限制的优先权。为了避免两个限制器同时处于激活状态（只有在故障情况下才会出现），可设定一个优先标志，选择哪组限制器（过励限制或欠励限制）先起作用。

3.6.3 监测和保护功能

3.6.3.1 故障检测

故障检测主要包括：电压互感器断线，电源故障，调节器软件故障，调节器硬件故障，脉冲故障，整流桥故障报警，转子过热报警，通信故障报警等。

3.6.3.2 过流保护

过流保护主要包括两个保护功能：反时限特性的过流保护；瞬时过电流保护。

过流保护与最大磁场电流限制功能的工作特性是相似的，但过流保护的曲线高于最大磁场电流限制器特性曲线。

3.6.3.3 失磁保护

其目的是在发电机超出其稳定极限之外工作的情况下，跳开同步发电机。图 5.4-23 是失磁保护的功能框图，利用功率圆图内的五个工作点来设定所需要的工作特征曲线。工作特征曲线相似于 P/Q 限制器的工作特征曲线。两个特征曲线经调整使 P/Q 保护特征曲线从 P/Q 限制器特征曲线向左移动 5~10 个百分点。由于同步发电机的稳定极限取决于发电机的端电压，所以工作特征曲线也要根据发电机端电压成比例地进行校正。发电机的工作点一旦超过工作特征曲线，一个定时器即被触发，并在一个可调的时间延迟后发出一个跳开发电机的命令。定时器启动信号也可以用于报警的目的。

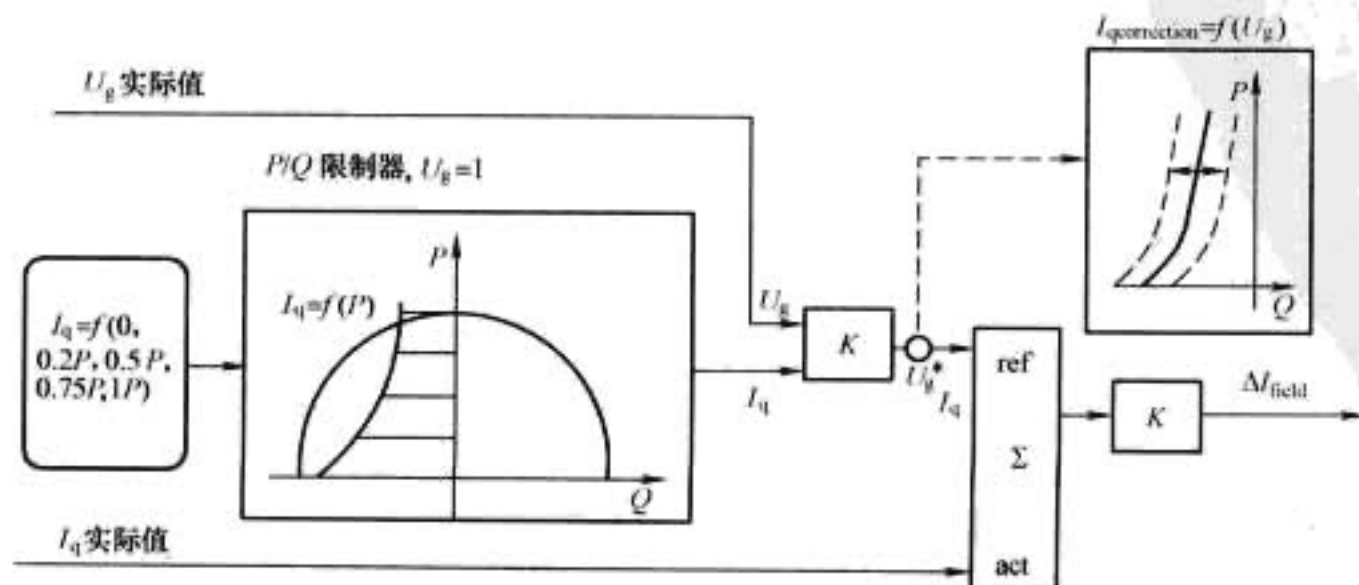


图 5.4-22 P/Q 限制器

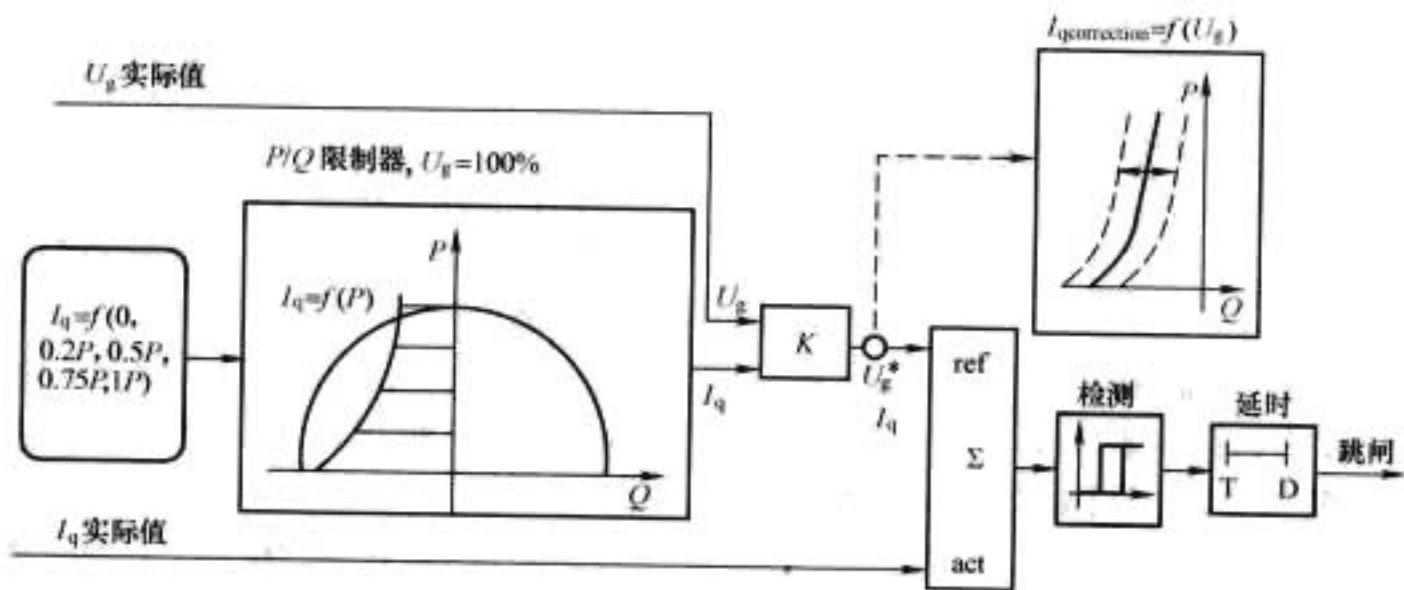


图 5.4-23 失磁保护功能框图

3.6.3.4 过磁通量保护 (U/f 保护)

该保护目的是防止同步发电机和变压器的磁通密度过于饱和。保护功能是根据与基准电压的比较来工作的，而基准电压取决于在发电机电压实际值下的发电机的频率。如果实际电压超过基准值，一个定时器将被触发。如果在可调的时间延迟结束后，电压仍没有返回到允许值，那么跳闸信号会被触发。U/f 保护工作原理如图 5.4-24 所示。

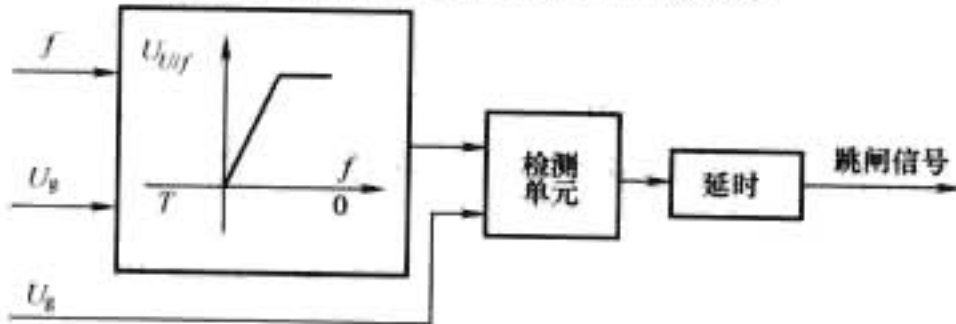


图 5.4-24 U/f 保护框图

3.6.4 容错控制

3.6.4.1 检测容错：

包括模拟量检测容错和开关量检测容错等，如对 PT 断线的检测，增、减磁接点防粘连，发电机出口断路器开关信号容错，开停机信号容错等。

3.6.4.2 控制容错：

包括过励限制动作限制增磁，欠励限制动作限制减磁，防止空载误强励，过励/欠励优先权判断，PSS 输出故障等。

3.6.5 通信功能

将现场总线技术或网络技术如 ARCNET、MODBUS、CAN 等用于励磁系统内部进行控制和信息交换，可以减少柜间接线，提高工艺水平，提高系统运行可靠性。

表 5.4-5 是常用的几种柜内互联方式特点。

表 5.4-5 常用柜内互联方式特点

总线名称	ARCNET	RS323/RS485	CAN 总线
特点	通信速度快 通信数据量大 采用令牌传输协议 可自动适应网络变化	硬件结构简单 应答式主从方式 通信速度慢 可靠性差	多元站依据优先权进行访问 无破坏性的基于优先权的仲裁 发送出错，自动重发 故障节点自动脱落 通信速度快 总线硬件简单，成本低，容易采购

随着以太网技术在生活中的应用广泛，将其用于励磁系统的互联成为将来的发展趋势。

3.7 励磁调节器的人机界面

人机界面，简称 HMI (Human-machine Interface)。它

的作用是提供用户与励磁系统间的一个操作接口。

对人机界面的总体要求：

- (1) 便于运行人员巡检。人机界面具备机组运行参数显示、运行状况显示功能，并有显眼的故障报警指示或画面。
- (2) 便于操作。操作元件或操作画面有相应的文字说明，且有防误操作措施。
- (3) 人机界面具有相对独立性，当它出现故障或失效，不会影响到励磁系统正常工作，也不会影响到励磁系统的基本操作。
- (4) 具有故障记录和追忆功能，便于事故分析和故障查找。

优良的人机界面有利于运行监测和设备维护。调节器人机界面技术发展比较快，针对不同用户要求有不同的设计方法，采用不同的器件。

通常实现以下功能：

- (1) 软面板显示功能：取代了以往的数码管、发光二极管及指针式表计，采用中文图形界面，同时具有数字量显示、模拟量显示和通信监视显示，设备运行状况一目了然。
- (2) 操作：利用触摸键功能，取代了以往的按钮或开关。
- (3) 报警：励磁系统出现故障，屏幕上会显示红色闪烁报警信息。
- (4) 故障记录：按时间的先后顺序自动记录励磁装置最近发生的故障，可以方便运行检修人员的故障分析。故障的历史记录可通过操作翻页按钮来实现翻页显示。
- (5) 故障追忆：最近出现的故障按 FIFO 原则，对故障内容及发生时间作了详细记录，不受掉电影响。
- (6) 信息打印：HMI 内记录的数据信息和调试软件兼容，可以用调试软件分析和打印工控机内存的信息。

(7) 智能化调试

具有全中文的图形化调试界面，作为现场调试工具，对调节器进行参数整定、试验录波，连续显示微机通道采集的各种模拟量等。

常见采用的器件有：

- (1) 工业平板电脑：价格较贵，带有操作系统，功能相对强大。
- (2) 触摸屏：性价比高，目前应用最广泛。功能齐全，画面丰富，视觉效果良好。
- (3) 液晶显示器：价格相对低廉。轻巧，功耗低，接口灵活方便、寿命长，被动显示不怕强光冲刷以及高的性/价比，得到越来越广泛的应用，画面相对不够丰富。

3.8 励磁调节器的对外接口

励磁装置与监控系统接口方式较多，常见的有以下几

种:

(1) 继电器无源接点方式。

使用最为广泛的接口方式,相对而言接线复杂、信息量少,与励磁相关的模拟量信号比如励磁电压、励磁电流等须经专用的变送器送出。

(2) 点对点串行通信方式。

这种方式是在机组 LCU 上配备多个串行口,每个串行口去连接一套辅机设备。此方式存在通信规约不统一、编程工作量大的缺点,各个设备制造商之间需要协调的问题太多,因此很难在电站推广使用。

(3) 现场总线方式。

现场总线技术发展很快,已被广泛使用。现场总线具有抗干扰能力强、通信速度快、通信规约简单合理统一、硬件接口规范的优点,如 MODBUS、PROFIBUS、CAN 总线等。这种以现场总线技术为基础的接口方式已越来越多地用于电站各设备之间的连接。

根据目前电站控制系统的发展现状,通常最为可靠且比较简单、易于实现的励磁接口回路设计方式为:

(1) 重要的远方命令信号或机组状态信号,如开机令、停机令、发电机出口断路器状态信号以接点方式接入。

(2) 励磁的状态或故障信号,包括模拟量信号均应通过现场总线传送到控制系统。

(3) 励磁运行方式及相应的给定量应由控制系统通过现场总线下发。

3.9 励磁调节器的调试软件

随着微机励磁调节器的广泛应用,励磁调节器调试软件的重要性日益体现,一款功能强大、易于操作的调试软件成为励磁系统运行维护的重要保证。

调试软件应能满足以下基本功能:

(1) 通过调试软件实现参数的在线修改、保存。

(2) 通过调试软件在线控制调节器进行相关的功能试验,如零起升压、短路试验、阶跃试验、PSS 试验等,可以自动记录试验波形。

(3) 能够在线监视励磁系统内部各个模拟量、开关量状态,实现趋势录波。

(4) 通过调试软件在线控制调节器进行模拟量采样整定,取消常规电位器整定方式。

(5) 通过调试软件在线设定故障录波的触发条件,一旦满足触发条件,调节器将自动启动录波功能,将事件发生前后一段时间(可设定)的数据永久保存。保存的数据可通过调试软件读出后进行分析。

(6) 通过调试软件上传励磁故障记录,便于事故分析。

3.10 励磁调节器的性能保证和技术条件

根据国家及行业关于励磁系统的标准要求,励磁调节器的性能保证及技术条件如下:

(1) 励磁系统电压响应时间,上升不大于 0.08s,下降不大于 0.15s。

(2) 在额定功率因数下,当发电机突甩额定有功和无功负荷时,保证发电机电压超调量不大于 $10\%U_r$,振荡次数不超过 3 次,调节时间不大于 3s。

(3) 在发电机空转且转速在 0.95 ~ 1.0 额定值范围内,突然投入励磁系统,保证发电机端电压从零上升至额定值时,超调量不大于额定电压的 10%,调节周期在 3s 内,振

荡次数不超过 3 次。

(4) 自动励磁调节器保证发电机机端调压精度优于 0.5%。

(5) 自动励磁调节器保证发电机机端电压调差率整定范围一般为 $\pm 15\%$,并按 1% 的档距分档,调差特性具有较好的线性度。

(6) 发电机空载运行情况下,频率变化 1% 时,自动励磁调节系统保证发电机电压变化不大于额定值的 $\pm 0.25\%$ 。

(7) 在 AVR 运行模式下,能实现以下调节方式:

1) 接受远方机组 LCU 直流模拟量 4~20mA 信号,实现无功功率设定和加确认命令的控制调节。

2) 通过数据通信方式实现控制调节,从监控系统进行无功功率设定和加确认命令实现。

(8) 励磁调节器保证在发电机正常启动和停机过程中,防止过励磁。能够实现开机后自动起励,正常停机时自动逆变灭磁,并在停机后自动返回空载状况。

(9) 励磁调节器具有有功功率或无功功率补偿功能。

(10) 励磁调节器具有瞬时转子电流限制器(无延时),限制可能的瞬时最大顶值电流。

(11) 调节器具有用于防止转子绕组过热的延时转子最大电流限制器,延时限制机组允许的最大连续运行的转子电流。

(12) 调节器具有带反时限的超前和滞后定子电流限制器。

(13) 在发电机空载运行状态下,自动励磁调节器和手动控制单元的整定电压变化速度,不大于 1% 额定电压/s,不小于 0.3% 额定电压/s。

(14) 触发器输出脉冲移相范围能满足励磁系统各种工况要求,上、下限值能程序整定。

(15) 调节器配置 I/O、A/D 接口。I/O 接口信号采用光电隔离。

(16) 手动电压调节范围为:下限不高于发电机空载励磁电压的 10%~20%。上限不低于额定励磁电压的 130%。

(17) 自动励磁调节器能在发电机残压至 110% 额定电压值范围内进行稳定平滑调节。

(18) 数字式电压给定器有限位功能,发电机停机后能自动返回至空载位置。

4 功率整流系统

4.1 对功率整流系统的要求

(1) 要有足够的输出容量,以适应各种不同运行工况的要求。

(2) 提高功率柜停风机情况下的输出能力,延长励磁系统停风机运行时间。

(3) 提高主回路与控制回路的电气隔离强度。

(4) 限制交直流过电压至合适水平。

(5) 对功率柜的运行工况进行全面监测。

(6) 提高并联功率柜之间的均流系数。

4.2 功率整流系统的运行模式

功率整流系统常见运行模式有:单桥模式、冷备用模式和并联运行模式,分别如图 5.4-25、图 5.4-26、图 5.4-27 所示。

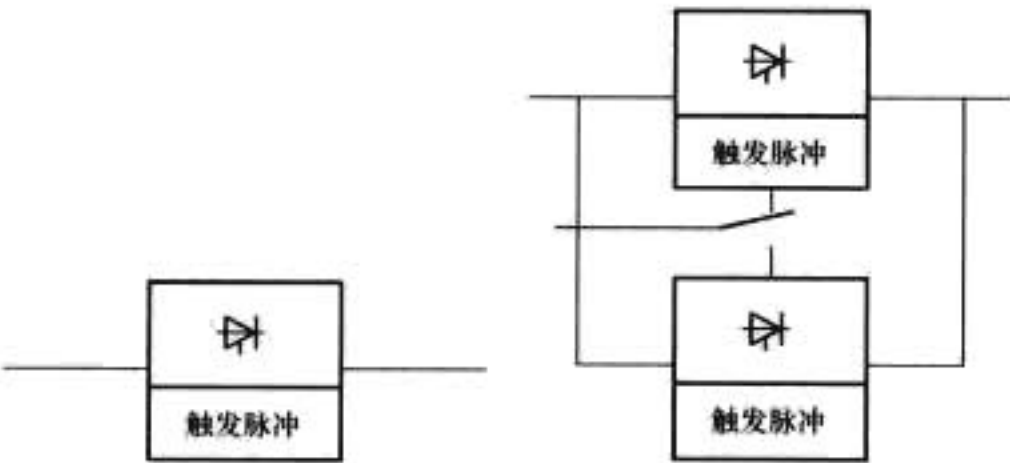


图 5.4-25 单桥模式

图 5.4-26 冷备用模式

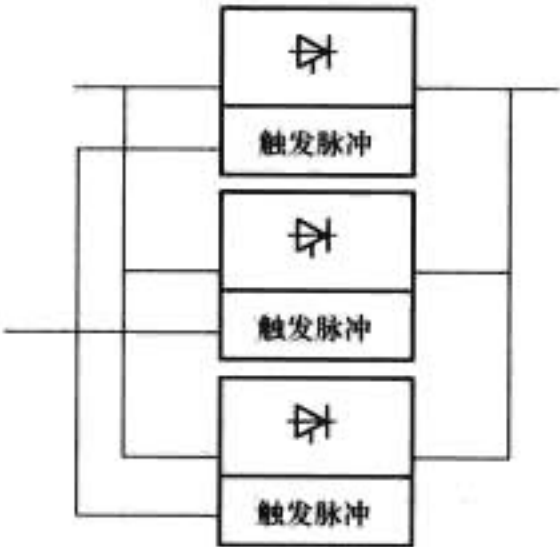


图 5.4-27 并联运行模式

各运行模式的特点如表 5.4-6 所示。

运行模式	特 点
单桥模式	简单，适用于小型机组
冷备用模式	冷备用模式又称为 1+1 或 TWINS 模式，运行时一个功率柜投入，另一个功率柜处于冷备用状态，当运行功率柜出现故障时，能自动切换到备用功率柜运行。据可靠性理论分析，功率整流系统应用两桥情况下，冷备用模式比并联模式要更为可靠，国外励磁系统应用居多
并联运行模式	国内励磁系统应用最为常见的形式，可靠性高。并联桥数可为 2、3、4、5。通常采用 N-1 模式，在退出一个功率柜的情况下，满足所有工况运行要求，包括强励在内

4.3 晶闸管元件的选用

4.3.1 晶闸管元件的技术参数

晶闸管整流元件的额定值通常以额定电压及额定电流表示。

4.3.1.1 额定电压值的标准

对于额定电压值的标注通常有 3 个参数，即：
断态峰值转折电压 U_{RSM} ；
断态重复峰值电压 U_{DRM} ；
反向重复峰值电压 U_{RRM} 。

U_{RSM} 表示晶闸管元件在断开触发脉冲回路的条件下，在其正向外加一正弦半波电压，使元件由阻断到导通，对应的峰值电压称为正向峰值转折电压， $U_{RSM}-100V$ 定义为断态重复峰值电压 U_{DRM} ，即元件的标称电压值。

同理，在其反向外加一正弦半波电压，当元件的反向漏电流急剧增加时，对应的电压峰值称为反向击穿电压，此电压-100V 定义为反向重复峰值电压 U_{RRM} 。

4.3.1.2 整流元件的额定值

在规定的环境温度及散热条件下，元件全流通流过一个工频正弦半波电流，当此电流使元件结温达到规定值时，取此半波电流在一周期内的平均值定义为元件的额定平均电流，用 I_T 表示。

4.3.1.3 基本参数

- 通态电流平均值 $I_{T(AV)}$ ；
- 反向重复峰值电压 U_{RRM} ；
- 断态重复峰值电压 U_{DRM} ；
- 通态临界电流上升率 di/dt ；
- 通态临界电压上升率 dv/dt ；
- 触发电压 U_{GT} ；
- 触发电流 I_{GT} 。

4.3.2 晶闸管元件的选择

4.3.2.1 晶闸管重复峰值电压的选择

根据励磁标准要求：晶闸管元件在满负荷运行温度下及阻断期间，其额定反向峰值电压不小于励磁变压器二次侧最大峰值电压的 2.75 倍

$$U_{RRM} = 1.414 \times U_2 \times 2.75 \tag{5.4-7}$$

式中： U_2 为励磁变压器的二次电压。

4.3.2.2 晶闸管通态平均电流的选择

$$I_p \geq K_{SA} K_{ji} I_d \frac{K_4}{K_2 K_S} \tag{5.4-8}$$

式中： K_{SA} 为电流储备系数，取 2； K_{ji} 为电路系数，对三相全控桥取 0.367； K_4 为海拔高度系数，取 1.1； K_2 为风速系数，5m/s，取 1.0； K_S 为环境温度系数，40℃取 1.0； I_d 为设计强励顶值电流。

根据选用的并联支路数 n ，则 $I_{pl} = I_p/n$ 。

实际选取的晶闸管元件通态平均电流 $I_{T(AV)}$ 大于 I_{pl} 即可。

4.3.3 常用的计算公式

(1) 三相全控桥交流侧电流与直流输出电流的关系

$$I = 0.816 \times I_d \tag{5.4-9}$$

(2) 三相全控桥桥臂电流与直流输出电流的关系

$$I = 0.577 \times I_d \tag{5.4-10}$$

(3) 晶闸管元件结温及功耗计算

$$P = \frac{I_{T(G+)} \times V_{T(G+)} + I_{T(G+)}^2 \times r_T}{3} \tag{5.4-11}$$

式中： P 为晶闸管元件功耗； $I_{T(G+)}$ 为晶闸管元件流过的平均电流； $V_{T(G+)}$ 为阈值电压； r_T 为正向电阻。

$$T_j = 40 + P(R_{thj-c} + R_{thc-s} + R_{ths-a}) \tag{5.4-12}$$

式中： T_j 为晶闸管元件结温； R_{thj-c} 为结壳热阻； R_{thc-s} 为壳到散热器的热阻； R_{ths-a} 为散热器到环境的热阻。

4.4 快速熔断器的选用

在整流桥支臂上串联快速熔断器，一是可以保护晶闸管元件在出现异常工况时不致损坏，二是当整流桥支臂故障时（比如晶闸管被击穿）可以被快速地切除，不至于影响到整套装置的运行。

4.4.1 快熔选择的基本原则

(1) 熔断器的额定电流应大于电路中快速熔断器的最大有效值电流，并有裕量。

(2) 熔断器的额定电压应大于熔断器熔断后两端出现的外加交流电压，包括在晶闸管失控情况下可能出现的最高阳极电压，如果熔断器断口既存在交流电压又存在直流电压，则其额定电压应大于二者之和。

(3) 为对器件进行保护，熔断器的 $I^2 t_R$ 应小于半导体

器件允许的 $I_{FSM}^2 t$ 。

(4) 根据 DL/T 583—2006《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件》，熔断器连接处的极限温升为 40°C 。据此规定，熔断器在额定电流的 65% 条件下运行时，其表面温升应不大于 30°C 。

4.4.2 熔断器额定电流计算选择

(1) 额定工况下，快熔的电流有效值

$$I_R = I_d \times 0.577 \quad (5.4-13)$$

(2) 快熔的额定电流 I_{RN}

$$I_{RN} = \frac{I_R}{K_t \times K_i \times K_f \times (1/K)} \quad (5.4-14)$$

式中： K_t 为散热经验系数，取 $0.85 \sim 0.9$ ； K_i 为环境温度修正系数，对于 30°C $K_i = 1$ ，对于 40°C $K_i = 0.95$ ； K_f 为快熔风冷修正系数； K 为电流裕度系数，取 $1.1 \sim 1.3$ 。

4.4.3 熔断器额定电压计算选择

整流桥的阳极电压 U_2

$$U_2 = \lambda U_N \quad (5.4-15)$$

式中： λ 为强励倍数，取 2 倍； U_N 为额定励磁电压。

考虑到电压升高至 1.3 倍时熔断，熔断器断口电压可达 $1.3U_2$ 。选择熔断器额定电压大于 $1.3U_2$ 。

4.4.4 验证 $I^2 t$

$I^2 t$ 有弧前和分断之分。分断 $I^2 t_R$ 是表征快速熔断器熔断速度的技术参数，其值越小，分断时间越短，所以它用最大值表示为 $I^2 t_{\max}$ ，意思是它的分断时间最大也不大于这一指标所表述的时间。这一参数是在 $\cos\varphi = 0.1 \sim 0.2$ ，电压为额定值的 1.1 倍，分断 100kA 试验条件下得出的。其值随着工作电压减小而下降。分断 $I^2 t_R = K_Q \times I^2 t_{\max}$ ， K_Q 为工作电压系数。 $I^2 t_{\max}$ 或称分断 $I^2 t$ ，可在快速熔断器产品样本中找到。

设计中应使 $I^2 t_R$ 小于半导体器件允许的 $I_{FSM}^2 t$ ，否则短路时首先损坏的是半导体器件而不是快速熔断器，快熔将起不到保护作用。

4.5 功率整流系统的冷却方式

国内晶闸管整流装置的冷却方式主要有以下三种。

4.5.1 水冷方式

特点：冷却效率高，冷却效果好，但存在装置体积大、结构复杂、对水质要求高（等离子水）、维护不方便等缺陷，实际使用较少。

4.5.2 风冷方式

在众多散热方式中，强制风冷的散热效果远好于自然风冷，复杂性大大低于水冷和油冷，技术上成熟可靠，因此是功率柜的主要散热方式。

风速影响到元件冷却效果，目前国内功率整流柜的冷却风速均在 $5 \sim 7\text{m/s}$ 左右，进一步提高风速，则冷却效果趋于平缓，冷却风速以 5m/s 左右较为理想。

散热器较多采用铝散热器，少数应用铜散热器。

4.5.3 热管散热方式

热管是一种靠流体在一端蒸发，而在另一端冷凝来传送热量的散热器，其特点如下：

(1) 热传导性能较强，均温性能良好。

(2) 无外附加辅助设备，结构简单，质量轻，工作可靠且维护简单。

(3) 采用热管散热器现场运行业绩不多见，需要积累更多的制造和运行经验。

4.6 功率整流系统的结构形式

功率整流桥的结构是功率整流系统设计的重要方面之一，其关键体现在风道设计方面。

通常情况，选用散热面积较大的型材散热器和风量较大的风机可以降低散热器到环境的热阻，提高散热效果。但加大散热器会受到装置体积和重量的限制，而在体积重量一定的前提下增加翅片的数量往往导致翅片过薄，热传导性能下降，散热器温度分布不均匀，整体散热性能难以进一步提高。选用尺寸更大或转速更高的风机可以提高风速，但需要增加成本，而且带来寿命下降和噪音增大的问题。因此除了改进散热器和风机外，还应通过合理的风道设计，以提高散热效果。

强迫风冷的风道结构分串联式、并联式两种形式。

串联式风道中的硅组件按风流方向分层分布，共用底座，结构简捷，但上下层硅组件存在温差。

并联式风道中的硅组件分布在同一层，风在组件中只穿过一次，冷却效果较好。

试验表明，采用并联式风道的功率整流器停风机运行能力较串联式功率整流器停风机运行能力要高。

4.7 功率整流系统的过电压保护

4.7.1 过电压保护

在励磁系统中，由于外部原因或内部原因会在交直流回路中产生过电压。外部原因主要有来自电力系统中的大气过电压或励磁变压器的开关操作过电压；内部原因主要有来自电路内部晶闸管整流换相过电压和电路内部故障引起过电压等。过电压的出现，可能会导致晶闸管整流元件失效，因此必须设置过电压保护回路。

4.7.2 过电压保护形式

4.7.2.1 分立元件形式

励磁整流桥交流侧采用压敏电阻或阻容元件；晶闸管元件两端采用阻容元件。这种形式阻容数量过多，安装不方便。

4.7.2.2 集中式阻容保护

功率柜交流侧过电压保护及硅元件换相过电压保护，采用集中式阻容吸收回路，具有体积小、安装方便、保护可靠等优点。简化的集中式阻容保护电路见图 5.4-28。

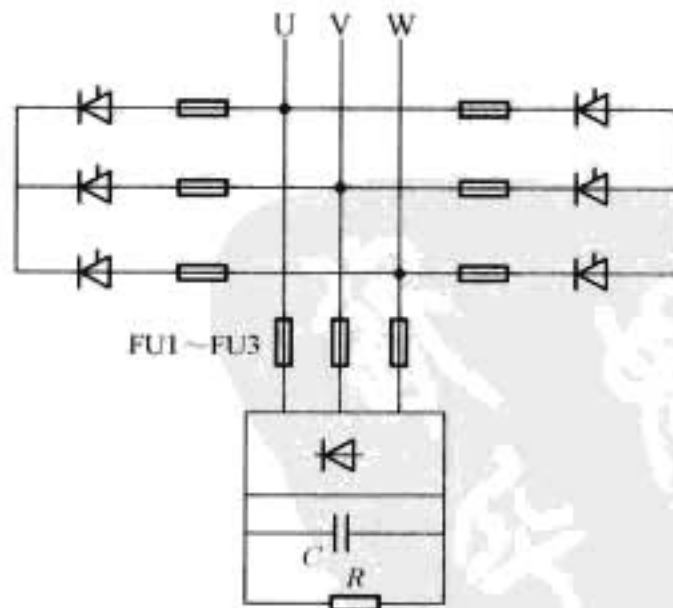


图 5.4-28 简化的集中式阻容电路图

电路的工作原理如下：

换相过电压的产生是由于励磁变压器漏感及线路电感引起的，在每个整流桥交流侧接入一套集中阻断式阻容吸收回路，既可吸收整流桥的交流侧过电压，也可吸收由晶闸管整流而引起的电压尖峰。对于高频过电压而言，电容代表一个

低阻抗并且起滤波器的作用。与电容并联的有一个放电电阻器，在电容放电时吸收能量。这种用途的电容应能支持较高的 di/dt 。二极管整流桥的 AC 侧由带接点指示的熔断器加以保护。当交流侧出现过电压时，则会通过整流桥向电容充电，因电容上电压不能突变，因此限制了交流侧的过电压，当过电压能量消失后，电容 C 又通过电阻 R 释放储存的电荷。

4.8 功率整流系统的智能化控制

4.8.1 常规功率柜与智能化功率柜

4.8.1.1 常规功率柜

常规功率柜存在检测功能不全，信息传送技术、控制和检测技术落后等问题，具体表现为：功率柜的检测功能很少，往往只检测风机接触器的接点和快速熔断器的接点，至于其他信号如桥臂电流的大小、风量的大小、风温的高低、风机是否断相、触发脉冲是否正常等则少有检测，甚至不检测；功率柜的状况一般采用继电器接点方式传输，导致柜内布线复杂、工艺较差；功率柜的模拟量信息如输出电流、桥臂电流、风温等则无法传输；对于风机的控制不够灵活，尤其是采用双风机冷却的功率柜，只能由人工指定主、备用风机，风机的使用效率和使用寿命极度不合理；当功率柜出现故障时，不能自动采取有效措施防止故障进一步恶化，如自动限制强励、超温报警、超温跳闸等。

4.8.1.2 智能化功率柜

采用了智能控制系统的功率柜可实现以下功能：

(1) 工况检测实现智能化。

智能控制系统对功率柜的检测是全方位的，检测功能包括：①桥臂电流和单桥总输出电流；②六相脉冲检测；③快熔状态；④进风口和出风口温度检测；⑤风机开停状态；⑥风机是否断相；⑦风压检测；⑧交、直流侧开关位置状态；⑨脉冲电源投切状态。

(2) 工况显示实现智能化。

以图形的形式在调节器人机界面上实时显示每个功率柜的信息，它包括：风道温度、各支臂电流、单柜输出电流、总励磁电流等模拟量以及本柜投入/退出、风机的开/停、风机是否断相、桥臂是否断流、快熔是否熔断、脉冲是否有故障、风量是否偏低、风温是否偏高、功率柜与调节器的通信是否正常等开关量状态。

(3) 信息传输实现智能化。

将现场总线技术用于智能化功率柜，功率柜的开关量信号和模拟量信号均通过现场总线传递到调节柜，也可直接传递到电站控制系统。不仅提高信息传输量，也大大减少柜间接线，提高系统运行可靠性，提高装置的整体工艺水平。

(4) 风机控制实现智能化。

当智能控制系统检测到功率柜处于运行状态时，自动启动风机；当功率柜处于停机或备用状态时，风机自动停转。

若功率柜的冷却采用双风机冗余，则由智能控制系统控制两台风机以循环主备用方式工作，即本次开机该风机若为主用，则下次开机该风机为备用。主用/备用的选择是自动实现的。当主风机出现故障时，比如风机断相、风压过低等，备用风机自动投入，同时切除主风机。这种智能控制方式可以提高风机的利用率，延长风机的使用寿命。

(5) 智能化退柜。

当智能控制系统检测到功率柜处于某种故障状态时，比如风温长时间过高、脉冲故障、桥臂断流等，立即发出退柜信号给调节器，由调节器自动封锁该柜脉冲，实现智能化退

柜。

4.8.2 并联均流

在多路整流桥并联运行时，必须解决并联元件的均流问题。

常用的均流措施有：

(1) 元件筛选法：选择通态峰值正向电压降一致的元件进行并联，可显著改善整流元件连接的均流性。

(2) 均流电抗法：各并联支路中接入均流电抗器。

(3) 等长线法：由励磁变压器输出端至各整流柜输入端的连接线采用均等长度，通过各电缆的自身电抗达到均流效果。一般要求长度在 15m 以上。

(4) 智能均流法：动态均流方法立足于控制回路，通过自动调节实现柜间及相间均流。用这种方法均流，主回路可不串任何均流器件，不仅克服了传统均流方法的缺点，而且能有效地实现高水平均流系数，一致性也很好。

智能均流实现方法多样，以下简单介绍实现方法之一。

均流自动调节器由以下单元组成：脉冲区间形成、区间前沿斜坡处理、本柜电流偏差放大（差分放大）、脉冲区间移相处理、脉冲列形成、脉冲列功放等。

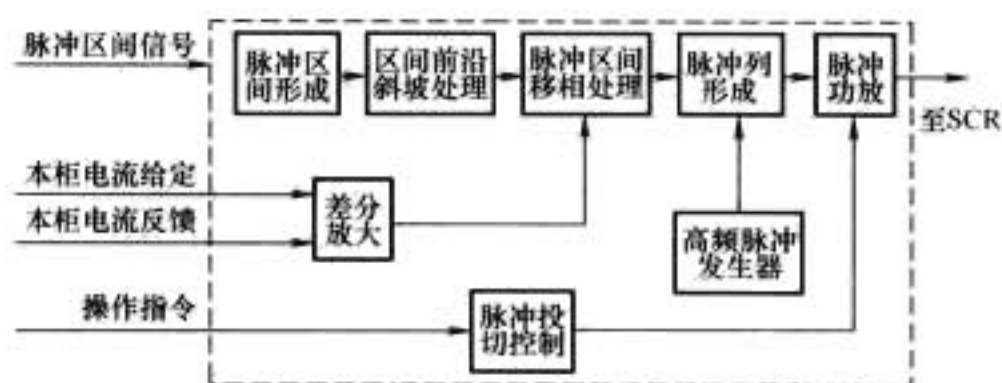


图 5.4-29 自动均流调节器框图

区间前沿斜坡处理单元，将脉冲区间的前沿（包括后沿）作斜坡处理，斜坡和来自差分放大器的移相控制信号被送到脉冲区间移相处理单元进行比较，得到包含均流控制信息（即前沿相位）的新的脉冲区间，它实时控制脉冲列的投入时间，使本柜电流稍为推迟产生。以本柜电流偏大为例，其自动调节过程说明如下：由于本柜电流偏大，差分放大器输出的移相控制信号也增大，经与斜坡作比较，新的脉冲区间相位后移，脉冲列推迟产生，本柜电流趋向回落。

自动调节过程总是对电流偏大的功率柜作电流回落调节，企图使它维持在多柜总输出电流（对投运柜数）的平均水平。自动调节过程的调节精度取决于均流自动调节系统的开环放大倍数，由于差分放大器放大倍数可根据需要而设定，因此自动均流法的均流系数可高达 97% 以上，而且一致性很好，受参数影响较小。

自动均流调节器中的脉冲投切控制单元有两个作用。一是受本柜操作命令或外部指令控制，需要时“禁止”高频脉冲输出；二是与多柜并联总输出电流相匹配，当本柜脉冲被禁止时同时也自动切除总输出电流信号在本柜的分支电流，从而保证各柜的电流给定值为总电流对投运柜数的平均值。

5 灭磁系统

5.1 灭磁系统的任务及要求

灭磁系统的作用是当发电机内部及外部发生诸如短路及接地等事故时迅速切断发电机的励磁，并将蓄藏在励磁系统绕组中的磁场能量快速消耗在灭磁回路中。

对发电机灭磁系统的主要要求是可靠而迅速地消耗储存在发电机中的磁场能量。

同步发电机的灭磁系统通常应满足以下要求：

(1) 在灭磁装置动作后，应使发电机的最终剩磁低于能维持短路点电弧的数值；

(2) 在灭磁过程中，发电机转子绕组所承受的灭磁反电压不超过规定的倍数；

(3) 灭磁时间尽可能短。

从灭磁装置动作到灭磁过程的结束经历的时间称为灭磁时间。

灭磁时间通常可定义为转子电流由空载额定励磁电流下降到此值的 1/100 所需的时间或发电机定子电压由空载额定下降到额定电压 1% 所需时间。

5.2 灭磁方式的分类及特点

5.2.1 灭磁方式的分类

(1) 按灭磁原理可划分为耗能型灭磁和移能型灭磁。

1) 耗能型灭磁原理：将磁能消耗在灭磁开关装置中，当灭磁开关主触头打开后，储存在发电机励磁回路中的磁场能量形成电弧并在燃烧室中燃烧，将电能转换为热能直至熄弧。

2) 移能型灭磁原理：磁场能量不由灭磁开关耗能，而由灭磁开关主触头断开后产生一过电压，将磁场能量转移到线性或非线性电阻，由此电阻消耗发电机的磁场能量。

(2) 按灭磁方式可以划分为：①具有短弧灭弧栅片的灭磁系统；②利用非线性电阻的灭磁系统；③利用线性电阻的灭磁系统；④由晶闸管跨接器与直流断路器组成的灭磁系统；⑤由晶闸管跨接器与交流断路器组成的灭磁系统；⑥逆变灭磁。

5.2.2 各种灭磁方式的特点

5.2.2.1 具有短弧灭弧栅片的灭磁系统

采用短弧原理设计灭弧栅系统实现理想灭磁。栅片距离在 3~6mm 时，电流由几安培变化到 2400A 范围内所产生的电弧压降近似保持在 30V 左右。由于弧压降 U_A 为常数，等效弧电阻 R 具有随电流增大而减少的非线性特性。灭弧栅式灭磁装置就是应用电弧电阻具有非线性电阻特性来进行灭磁的。

灭弧栅式灭磁时间可根据式 (5.4-16) 计算

$$t_m = 0.181 T_{d0} \quad (5.4-16)$$

采用此灭磁原理的灭磁开关负担过重，在发电机励磁电流较小时，开关横向磁场减弱，不易断弧。

5.2.2.2 非线性电阻的灭磁系统

这是当前普遍应用的灭磁方式。非线性电阻可以选用氧化锌或碳化硅。为确保可靠安全灭磁，对开关弧压要求较高。灭磁时间可根据式 (5.4-17) 计算

$$t_m = \frac{\tau}{1-\beta} \ln \left(1 + \frac{1}{K} \right) \quad (5.4-17)$$

5.2.2.3 线性电阻的灭磁系统

这是传统的灭磁方式，具有安全、简单、可靠的特点，适用于小型机组。灭磁时间可根据式 (5.4-18) 计算

$$t_m = \frac{\tau}{K+1} \ln \frac{I_{f0}}{i} = \frac{\tau}{K+1} \ln N \quad (5.4-18)$$

5.2.2.4 由晶闸管跨接器与直流断路器组成的灭磁系统

由并联连接的正、反向晶闸管组成跨接器与线性或非线性电阻连接后并接在励磁绕组两端，国外称为 CROWBAR 回路，国内称为跨接器。

与之配合的直流断路器无须提供辅助弧触头，简化开关的结构，通用性强。

跨接器晶闸管元件的参数选择应满足灭磁时元件所承受的热容量及直流断路器断开时的最大弧电压。

跨接器回路见图 5.4-30。

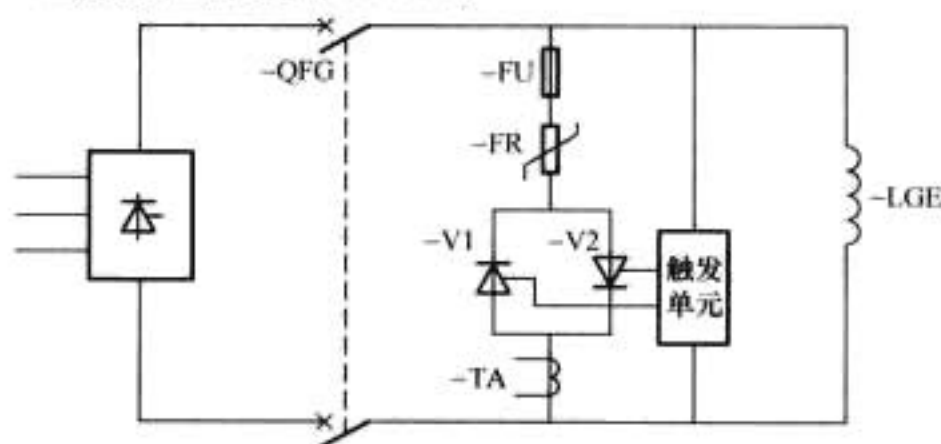


图 5.4-30 跨接器回路图

LGE—转子绕组；V1, V2—晶闸管；FR—非线性电阻；FU—快速熔断器；QFG—灭磁开关；TA—电流检测互感器

工作原理：灭磁时在对直流断路器发出跳闸指令时，由独立的触发回路使灭磁晶闸管元件导通。

常见直流灭磁回路见图 5.4-31。

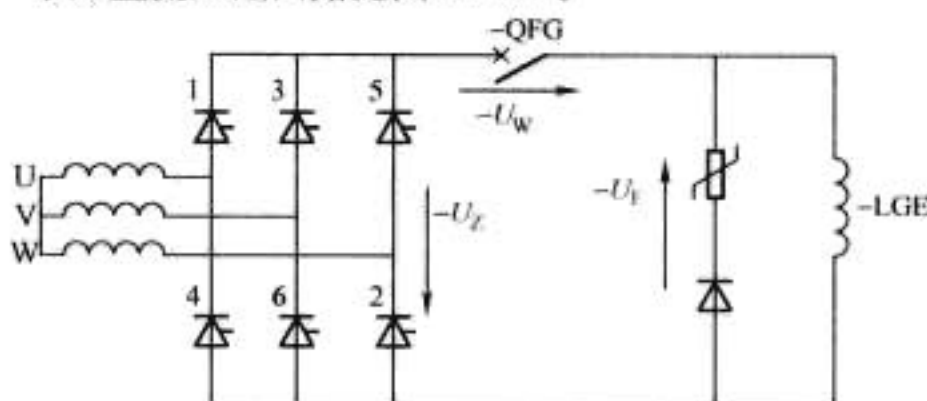


图 5.4-31 常见直流灭磁回路图

LGE—转子绕组；QFG—灭磁开关

根据电路回路定律可得

$$U_F = U_W - U_Z \quad (5.4-19)$$

式中： U_W 为断路器分断时触头两端电弧电压； U_Z 为可控桥输出的整流电压； U_F 为作用在氧化锌上的电压。

磁场能量转移的必要条件是，作用于氧化锌上的电压大于其残压 U_R ，即

$$U_F > U_R \quad (5.4-20)$$

由式 (5.4-19)、式 (5.4-20) 可知，为保证能量转移条件得以满足，可采取以下办法：

(1) 选择电弧电压高的磁场断路器，相对励磁电压较高的机组，难度较高。

(2) 在灭磁时间和其他相关技术要求允许下，把氧化锌的残压选得低一些。

(3) 灭磁时，先使可控桥逆变，再分断磁场断路器（利用开关动作的时间差）。当可控桥处于逆变状态时， U_Z 为负值，这时作用在氧化锌上的电压为 U_W 、 U_Z 绝对值之和，式 (5.4-20) 就更能得到满足。但是，这种方法只能在调节器工作正常情况下才有效。

5.2.2.5 交流灭磁系统

交流灭磁系统回路与常用直流灭磁回路的区别是灭磁开关安放于整流桥交流侧与励磁变压器之间，如图 5.4-31 所示。

其工作原理是，当需要灭磁时，切除整流桥晶闸管所有脉冲。假设这时晶闸管 1、2 正好处在导通状态，其余未导通的晶闸管不可能再导通（图上未画出），已导通的 1、2 号晶闸管将由转子续流维持它们继续导通，一直到续流无力维

持它们为止。由图可知, 由于晶闸管 1、2 无论在阳极电压正半波和负半波情况下都处于导通状态, 这时的晶闸管输出电压 U_Z 即是交流电压 U_{ac} 。它串在灭磁回路里面, 在其负半波时就能促使磁场能量顺利转移到氧化锌。

交流侧灭磁等效线路图如图 5.4-32 所示。

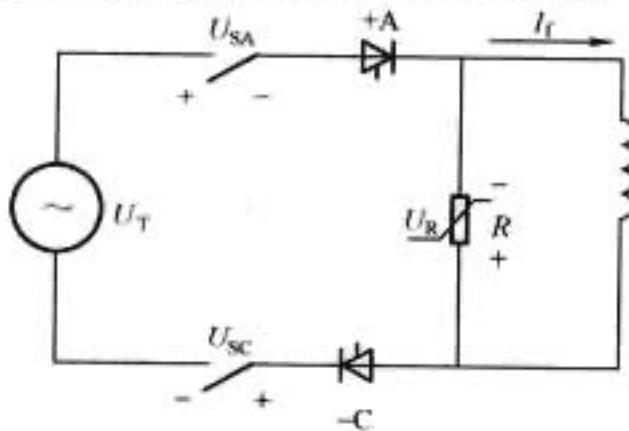


图 5.4-32 交流侧灭磁等效线路图

根据该图满足灭磁电流换流条件的表达式为

$$U_{Sm} \geq U_{Rm} \pm U_{Tm} \tag{5.4-21}$$

采用交流灭磁的主要优点是交流开关选型容易, 制造技术成熟, 生产成本低, 灭磁开关装于交流侧为检修和维护提供了更安全的保证, 额定电流较直流侧小, 还可用于整流器故障保护。其缺点是断弧能力差, 弧压低, 因此必须辅之以切脉冲, 否则不能可靠换流移能。在发电机端短路、励磁变

压器二次侧短路等情况下, 交流电压为零, 换流条件不成立, 会导致交流灭磁失败。

5.3 灭磁开关

同步发电机励磁系统中的灭磁开关, 是发电机组内部故障的最后保护装置。当发电机定子、单元连接的主变压器或励磁系统发生故障, 如励磁变压器故障、发电机滑环短路、励磁主回路短路及元件故障、发电机励磁调节器误强励故障等, 灭磁开关应迅速跳开, 以达到灭磁的目的。发电机灭磁不仅能迅速安全地切断发电机转子电流, 还能消耗吸收发电机的转子磁能。

灭磁开关类型众多, 耗能型代表产品有 DM2 开关。

移能型开关又可分为交流断路器和直流断路器等。

交流型断路器代表产品有 ABB 公司生产的 SACE E 系列和 F 系列断路器。

直流断路器可分为带辅助触头和不带辅助触头类型。带辅助触头型有国产 DW16M、DM3、DMX 等, 法国的 CEX 系列。不带辅助触头类型有瑞士的 UR 系列、HPB 系列。

灭磁开关的主要技术参数包括: 额定工作电压、额定工作电流、最大遮断电压、最大分断电流、辅助接点数量、控制电源电压、断口数量、分合闸线圈技术参数等。

常见型号灭磁开关的技术参数见表 5.4-7。

表 5.4-7 常见型号灭磁开关的技术参数

项 目 (典型举例型号)	DM4- 2500-2	DMX- 3000-4/1	DDL-2500	CEX98- 2560-4.2-1500	UR26/36/40	HPB-45/60	AMF- 1A/1B	EX74 (MM74)
制造厂	中国立 新电器	中国科 聚电气	中国科 聚电气	法国 Lenoir	瑞士 Secheron	瑞士 Secheron	加拿大 GE	英国 R. R.
额定电压 (V)	800	1000	1000	1500	1000/2000 /3300/4000	1000/2000	1500	800/1600 /3200
额定电流 (A)	2500	3000	2500	2560	2600/3600/4000	4500/6000	4200/ 6000	4000/6000 /8000/12 000
额定最大遮断电压 (V)	1500×2	>4500	4000	3000	(1.5—2) U_e	(1.5—2) U_e	4600	3200 (6400)
最大分断电流 (A)	20 000	8000	5000	19 000 ($U_e=2kV$)	140 000 ($U_e=2kV$)	140 000 ($U_e=2kV$)	31 000 (4600V)	150 000 (1600V)
跳闸脱扣系统数	每断口各 1	2	1	2	3	3		1
主触头断口数	2	4	1	4	1	1	2	1 (2)
放电触头数	无	1	无	2	无	无	1	1
主触头分断时差 (ms)	15	<1						
固有分闸时间 (ms)	100	<45		90	20	20		40/175
过流速断保护 (ms)	无	无	无	无	4	4		有
机械/电气寿命 (次数)	5000/400	10 000/250	半永久		4× 5 万/1 万	4× 5 万/1 万		4 万/1 万
体积 (深×宽×高) (mm×mm×mm)	580×575× 680	400×900× 830	580×575× 680	800×1000× 2200	534×1880× 620		1321×559× 1219	柜 1400×1400× 2200
重量 (kg)	127	150			(UR26) 120	146	408/476	(1600V) 331~754

5.4 灭磁电阻

灭磁电阻分为线性电阻和非线性电阻。

灭磁电阻的选择至关重要，选择不当将难以实现灭磁要求，甚至危及磁场断路器、灭磁设备及转子绕组绝缘安全。

5.4.1 线性电阻

在线性电阻灭磁系统中，灭磁电阻数值越大，灭磁速度越快，励磁绕组承受的过电压倍数就越高。

通常灭磁电阻数值选取为励磁绕组热态电阻值的 3~5 倍。

5.4.2 非线性电阻

非线性电阻系指加于此电阻两端的电压与通过的电流呈非线性关系，其电阻值随电流的增大而减少。

非线性电阻特性公式为

$$U=CI^\beta \tag{5.4-22}$$

式中： U 为非线性电阻两端电压； I 为通过非线性电阻的电流； β 为非线性电阻系数，与电阻阀片的材质有关； C 为非线性电阻位形系数，与阀片材质、几何尺寸以及电阻串并联组合方式有关。

碳化硅和氧化锌非线性电阻特性的对比如图 5.4-33 所示。

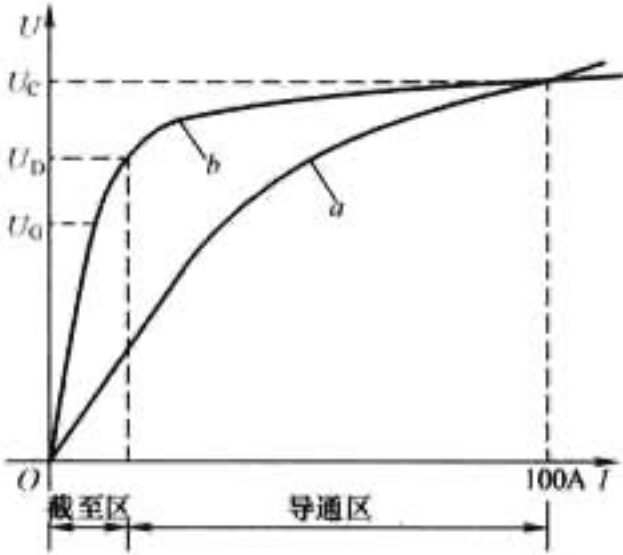


图 5.4-33 碳化硅和氧化锌非线性电阻特性的对比

氧化锌具有较小的泄漏电流和较陡的非线性特性。

国外励磁装置多采用碳化硅灭磁，国内励磁装置多采用氧化锌灭磁。

表 5.4-8 碳化硅和氧化锌非线性电阻性能比较表

类别	碳化硅 SiC	氧化锌 ZnO
性能		
密度 ρ (g/cm ³)	2.4	5.4
比热 c_1 [cal/(g·℃)]	0.17	0.125
非线性系数 α	3~5 (典型值 2.8~3.5)	20~50 (典型值 30~40)
电阻温度系数 α_t	-0.5%/℃	0.01%~0.05%/℃
能量密度 W (J/cm ³)	120	300~700
漏电流 I (A)	很大	极小
耐热性	好	一般
限压特性	差	好
允许使用温度 (℃)	125	125
允许极限温度 (℃)	160	300
串并联组合	较容易	较难

续表

类别	碳化硅 SiC	氧化锌 ZnO
性能		
灭磁时间	较长	较短
响应速度 (μ s)	≤ 1	≤ 0.05
寿命	长	较长
使用条件	必要时需风冷散热，有最大电流、最大电压限制	可直接跨接，无最大电流、最大电压限制

5.4.3 非线性电阻容量的计算

根据 GB/T 7409.3—2007《大、中型同步发电机励磁系统技术条件》及 DL/T 583—2006《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件》中关于非线性灭磁电阻的技术要求，计算灭磁电阻容量应满足下列要求：

(1) 有足够的裕度，允许连续动作；在最严重灭磁工况下，非线性电阻承受的耗能容量不超过其工作容量的 80%，当装置内 20% 组件退出运行时，仍能满足最严重灭磁工况要求。

(2) 在额定工况下，非线性电阻负荷率不大于 60%。

计算灭磁容量的方法很多，以下列举常见计算方法。

(1) 磁场绕组电感

$$L_f = T'_d R_{f130^\circ\text{C}} \tag{5.4-23}$$

(2) 电机额定空载励磁电流时磁场储能 W_{f0}

$$W_{f0} = 0.5 L_f I_{f0}^2 \tag{5.4-24}$$

式中： I_{f0} 为空载励磁电流。

(3) 发电机磁场最大储能 $W_{f\max}$

$$W_{f\max} = 0.5 L_f I_{fk} I_{f0} \tag{5.4-25}$$

式中： I_{fk} 为强励励磁电流。

(4) 发电机灭磁时灭磁电阻耗能和灭磁电阻设计能容量 W_{Rfk} ：

根据我国计算机程序计算和制造厂估算经验，灭磁电阻在发电机空载灭磁时耗能占磁场储能的比率系数为 0.7。

考虑到非线性灭磁电阻的配置容量应有 20% 备退裕度，则

$$W_{Rfk} = W_{fk} \times 0.7 \times 1.2 \tag{5.4-26}$$

(5) 配置的非线性灭磁电阻的总能容：

根据以上估算结果，氧化锌非线性电阻阀片容量可按以下选取：

单片极限能容：20kJ；标称能容：15kJ；使用能容：10kJ。

(6) 非线性灭磁电阻残压值的选择：

标准规定，在灭磁过程中，励磁绕组反向电压一般不低于出厂试验时励磁绕组对地试验电压幅值的 30%，不高于 50%。则 ZnO 非线性电阻的残压选择范围为

$$U_{CN} = U_{fN} \times 10 \times 1.414 \times (0.3 \sim 0.5) \tag{5.4-27}$$

5.5 转子过电压保护

5.5.1 保护回路的设计

当发电机出现故障，如机端三相短路、因失磁或低励造成失步、错误的准同期等，就会在转子绕组中感应出负向的磁场电流，进而产生过电压。若该能量无释放回路，感应电压快速上升，会达到转子绕组耐压试验电压的数倍，严重威胁转子和转子所连接设备的安全。

利用灭磁非线性电阻和晶闸管跨接器，实现直流侧过电压保护，如图 5.4-34 所示。

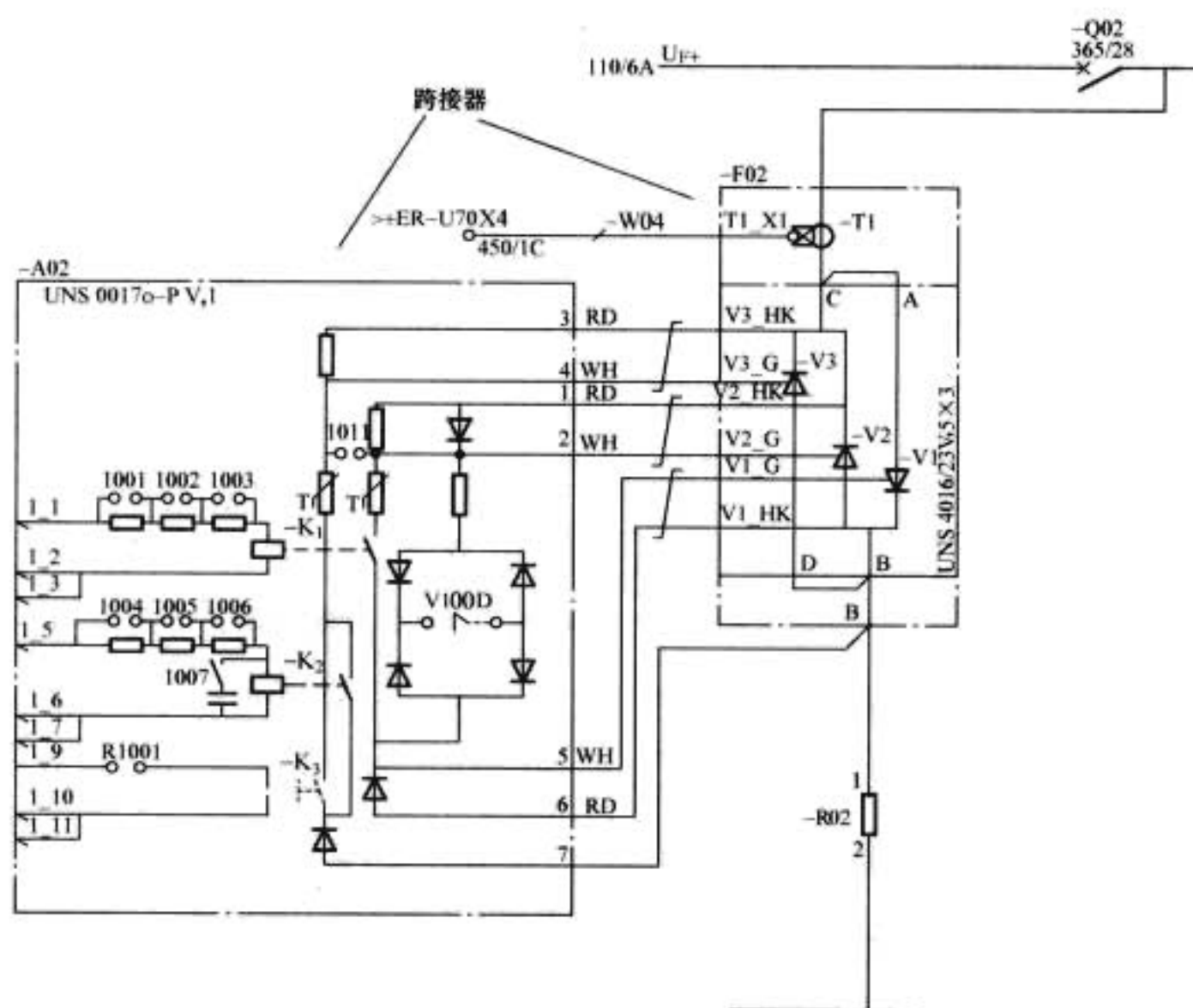


图 5.4-34 转子过压保护回路

触发晶闸管的核心器件为折返二极管（BOD）。BOD 的主要特点是当该管阳极与阴极间电压差值达到其本身的转折电压时导通，低于转折值时阻断。通常，转子过电压保护回路中晶闸管的触发是由电阻分压的方法来实现的，该方法的主要弊端是如果硅元件的特性参数变化，为了维持一定的导通电压值，就需要重新选配串联电阻，给维护带来不便。而采用 BOD 器件用于晶闸管跨接器触发，可以精确地整定过电压保护动作值，无须特别维护。

晶闸管跨接器可包含两个或三个晶闸管，其中一个或两个用于灭磁和反向过电压，另外一个用于正向过电压。当 BOD 检测到正向或反向过电压时，触发对应的晶闸管导通，把非线性电阻接入转子回路。

一个电流传感器安装在晶闸管跨接器回路中，当晶闸管跨接器导通时，电流传感器将向外发出信号。

当出现瞬间过电压后，晶闸管跨接器在调节器的逻辑控制下，具有自复归功能。同时，在调节器内部还可产生一个时间可调整的延时跳闸命令。

5.5.2 保护动作值计算

根据标准规定，励磁绕组回路动作电压最低瞬时值应高于最大整流电压的峰值，同时还应高于自动灭磁装置正常动作时产生的过电压值；最高瞬时值应低于晶闸管整流桥的最大允许电压，且不得超过出厂试验时励磁绕组对地试验电压幅值的 70%。

保护动作值计算可参考下式

$$U_{Tr} < 70\% U_{sm} \quad (5.4-28)$$

6 励磁变压器

6.1 励磁变压器的形式及特点

励磁变压器，按绝缘方式划分主要有四种型式：

- (1) 环氧树脂浇注干式变压器。
- (2) 无碱玻璃纤维缠绕浸干式变压器。
- (3) MORA 型干式变压器。

(4) 油浸变压器。

油浸变压器是传统变压器，目前逐步被干式变压器所代替。

干式变压器具有防火、防爆及环保性能优越等特点，成为励磁变压器主流应用。

世界上第一台环氧干式变压器由西德 AEG 公司于 1964 年制造。

环氧树脂浇注干式变压器的特点：

- (1) 绝缘强度高，浇注用环氧树脂具有 18 ~ 22kV/mm 的绝缘击穿场强，且与电压等级相同的油浸变压器具有大致相同的雷电冲击强度。
- (2) 抗短路能力强。
- (3) 防灾性能突出，环氧树脂阻燃并能自行熄灭，不致引发爆炸。
- (4) 环境性能优越，环氧树脂防潮、防尘，可以在恶劣环境条件下运行。
- (5) 维护工作量小。
- (6) 运行损耗低，运行效率高。
- (7) 噪声低。
- (8) 体积小，重量轻，安装调试方便。

MORA 型干式变压器的特点如下：

- (1) MORA 型干式变压器是近十年来德国 MORA 变压器厂为适应环保新概念和应用新工艺、新材料而开发的新型变压器。
- (2) MORA 型干式变压器高压绕组分层扁绕在绝缘性能良好的陶瓷绝缘支架上。高低压绕组以及绕组之间纵向及横向均有冷却风道，变压器具有良好的短时过载及抗短路能力。
- (3) MORA 型干式变压器在真空状态下对绕组进行浸复合绝缘漆再进行烘干，工艺简单。
- (4) 变压器绕组绝缘由玻璃纤维或 NOMEX 纸构成，达到 F 或 H 级绝缘水平。
- (5) MORA 型具有良好的阻燃特性。

(6) MORA 型在失效后可拆卸, 绕组材料可循环再利用。

(7) MORA 型无须浇注设备与模具, 初期投资可以大为节省, 产品设计灵活性较大。

(8) MORA 型运行维护工作量稍大, 修理相对容易。

目前, 欧洲及亚洲使用环氧树脂浇注干式变压器居多, 美国使用 MORA 型较多。

环氧树脂浇注干式基准冲击水平可达 250kV, MORA 型为 150kV。

环氧树脂浇注干式变压器最大容量可达 20MVA, MORA 型仅能达到 8~10MVA。

6.2 励磁变压器的结构与设计

以下以环氧树脂浇注干式变压器为例介绍。

6.2.1 铁心

铁心是变压器的磁路, 由硅钢片及夹紧装置等组成。铁心材质采用优质冷轧晶粒配向硅钢片, 45℃全斜接缝结构。心柱用绝缘带全扎, 表面用特殊树脂密封。

铁心必须是一点接地, 否则会形成环流增大损耗。

变压器的空载损耗主要是铁心的损耗。

降低变压器的空载损耗主要措施: ①降低变压器铁心的磁密; ②选取优质铁心硅钢片材料; ③减少铁心片厚度; ④采用全斜接缝结构。

6.2.2 绕组

绕组是干式变压器的最重要组成部分, 主要由导线(铜线)和绝缘结构(树脂)组成。

绕组的结构决定额定容量、额定电压和使用条件等。

变压器的负载损耗由电阻损耗及绕组导线中的附加损耗等构成。绕组计算应满足以下要求:

(1) 电气强度。绕组绝缘必须满足国家标准规定或用户要求的工频、雷电冲击试验电压要求, 并留有一定裕度。

(2) 耐热强度。在负载运行情况下, 绕组温升不允许超过绝缘材料耐热等级所规定的温升限值。

(3) 机械强度。干式变压器绕组在短路电流作用下所产生的电动力将使绕组位移以及短路阻抗变化, 二者应满足国家标准要求。

对于浇注干式变压器, 高压绕组用树脂在模具内浇注, 低压绕组端部用树脂封装。

绕组材质主要是铜材和铝材。根据树脂体系和导电材料本身的物理性质, 玻璃纤维丝填充的树脂体系的热膨胀系数与铜的热膨胀系数相近, 故玻璃纤维丝填充的干式变压器多用铜导体。硅微粉填充的树脂体系的热膨胀系数与铝的热膨胀系数相近, 故硅微粉填充的干式变压器多用铝导体。铝绕组干式变压器存在机械强度差、对焊接质量要求高等不足。

用于变压器绕组的导体主要有两大类: 线形和箔形。

绕组型式主要有层式绕组和箔式绕组。

高压绕组线绕技术成熟, 绝缘质量可靠, 自动化程度高, 使用率达 70%以上。

低压箔式绕组工效高, 节省材料, 漏磁少, 抗短路能力强, 使用率在 90%以上。

6.2.3 绝缘等级及温升

绝缘等级的温升按照 IEC-726-1982 标准规定。

按绝缘材料的温度等级分类, 分为 A 级、E 级、B 级、F 级、H 级、C 级绝缘干式变压器。目前, 常见的是 B 级、F 级、H 级干式变压器。

励磁变压器中涉及温升的部件有: 绕组、铁心及附加紧固件。

表 5.4-9 变压器温升极限

绝缘等级	绝缘系统温度 (°C)	绕组热点温度 (°C)		额定电流绕组平均温升值 θ_{WT} (K)
		额定值 θ_r	最高允许值 θ_{sc}	
A	105	95	140	60
E	120	110	155	75
B	130	120	165	80
F	155	145	190	100
H	180	175	220	125
C	220	210	250	150

6.3 励磁变压器的辅助系统

励磁变压器的辅助系统包括外壳和冷却系统、温控温显系统。

6.3.1 外壳

6.3.1.1 分类

分为密封型、全封闭型、封闭型和非封闭型干式变压器四类。

密封型干式变压器, 带有密封型保护外壳, 壳内充以空气或某种气体。其外壳的密封性能使壳内外的气体不发生交换。

全封闭型干式变压器, 带有全封闭型外壳, 壳内外的空气能够发生交换, 但外界空气不能以循环方式冷却铁心和绕组。

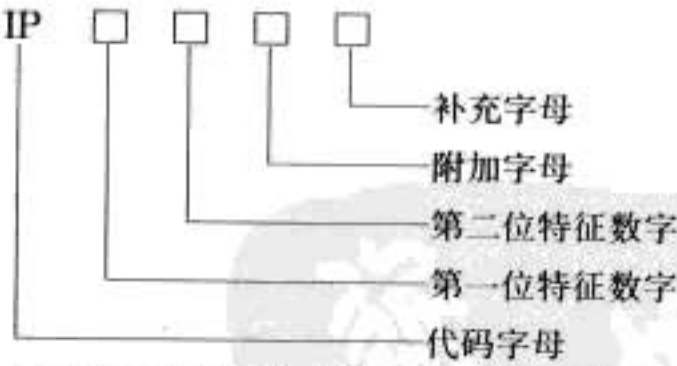
封闭型干式变压器, 带有封闭型外壳, 外界空气能够以循环方式冷却铁心和绕组。

非封闭型干式变压器, 不带保护外壳, 铁心和绕组靠外界空气冷却。

6.3.1.2 防护等级

防护等级指按标准规定的检验方法, 外壳对接近危险部件、防止固体异物或水进入所提供的保护程度。

外壳防护等级以 IP 来表示。按 GB 4208《外壳防护等级 (IP 代码)》(等效于国际标准 IEC529) 的规定, IP 代码由代码字母 IP (国际防护 International Protection)、第一位特征数字、第二位特征数字、附加字母和补充字母组成, 表示如下:



第一、二位特征数字代表的含义具体见表 5.4-10。

表 5.4-10 IP 代码的组成及含义

	防止进入固体异物 (mm)								
第一位特征数字	0	1	2	3	4	5	6		
	无防护	≥φ50	≥φ12.5	≥φ2.5	≥φ10	防尘	尘密		
	防止进水造成有害影响								
第二位特征数字	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	无防护	垂直滴水	15°滴水	60°淋水	溅水	喷水	猛烈喷水	短时间浸水	连续潜水

附加字母和补充字母为可选择项，一般很少使用。

IP20 防护外壳，可防止直径大于 12mm 的固体异物及鼠、蛇、猫、雀等小动物进入，造成短路停电等恶性故障，为带电部分提供安全屏障。IP23 防护外壳，除上述 IP20 防护功能外，更可防止与垂直线成 60° 以内的水滴入。

6.3.1.3 外壳与变压器温升的关系

干式变压器带外壳后，通风散热受到一定限制，外壳防护等级越高，散热面积越少，必然导致变压器温升升高。设计时应根据不同等级外壳适当降低温升，增大通风面积。

6.3.1.4 外壳材质

常用材料：铝合金板、冷轧钢板、不锈钢板及复合板。

6.3.2 冷却系统

干式变压器的冷却方式有自然空冷和强迫风冷两种。按国标 GB6450《干式电力变压器》的规定，分别以 AN、AF 表示（A—空气，N—自然循环，F—强迫循环）。

自然空气冷却时，正常使用条件下变压器可连续输出 100% 的额定容量。强迫风冷时，允许不同程度的过负载运行，其过负荷容量的数据如表 5.4-11 所示。

表 5.4-11 带强迫风冷变压器过负载容量的数据

变压器容量范围 (kVA)	过负载容量
≤1600	50%
2000~2500	40%
3150~5000	30%或按用户要求
≥6300	20%或按用户要求

风机基本都采用单相风机，带有启动电容，风机电源取自温控器电源。

6.3.3 温控温显系统

对于环氧干式变压器，运行的安全性及使用寿命在很大程度上取决于变压器绕组的绝缘水平。绕组温度超过绝缘耐受温度，加速绝缘老化及破坏是导致变压器故障损坏的主要原因之一。温控温显系统显得十分重要。

变压器绕组及铁心温度通过铂电阻 Pt100 和热敏电阻 PTC 进行采集，利用其电阻值随温度大小变化而变化的基本原理。

Pt100 和 PTC 一般埋在低压绕组上方的端绝缘中。绕组温度的变化引起阻值的变化，温控器将该阻值转换成电压信号，经过滤波、A/D 电路和系列算法算出所反映的温度，进行显示和报警。

通常温度为 140℃ 时报警，150℃ 时跳闸。

6.4 励磁变压器的选用计算

励磁变压器二次电压的计算方法很多，以下例举算法之一。

6.4.1 励磁变压器二次电压 U_{2n} 计算

计算依据：国家及行业标准关于励磁强励倍数、条件的规定。

(1) 发电机电压下降为 80% 额定机端电压时，强励电压倍数为 2。

(2) 控制角 $\alpha=15^\circ$ 。

$$1.35\cos\alpha_{\min}U_{2n}K_u-\frac{3}{\pi}K_{ci}I_{fn}X_k-nU_{df}-D_r-U_B=K_{cu}U_{fn}\quad(5.4-29)$$

式中： U_{2n} 为励磁变压器二次额定空载电压； α_{\min} 为最小控制角； K_u 为电压下降系数； U_{fn} 为额定容量时的励磁电压；

I_{fn} 为额定容量时的励磁电流； K_{cu} 为电压强励倍数； K_{ci} 为电流强励倍数； nU_{df} 为硅元件总压降，约 2V； D_r 为交直流电缆压降，约 6V； U_B 为电刷压降，约 4V； $\frac{3}{\pi}K_{ci}I_{fn}X_k$ 为换相压降； X_k 为励磁变压器的阻抗 Ω 。

$$X_k=U_k\%\frac{U_{2n}^2}{S_n}$$

式中： $U_k\%$ 为变压器阻抗电压百分数。

由于 X_k 需要估算，假定励磁变压器二次额定电流等于额定励磁电流，将上式化简后得到下列公式：

$$1.35\cos\alpha_{\min}U_{2n}K_u-\frac{\sqrt{3}}{\pi}K_{ci}U_{2n}U_k-nU_{df}-D_r-U_B=K_{cu}U_{fn}\quad(5.4-30)$$

即有

$$U_{2n}=\frac{K_{cu}U_{fn}+nU_{df}+D_r+U_B}{1.35\cos\alpha_{\min}\times K_u-\frac{\sqrt{3}}{\pi}K_{ci}U_k}\quad(5.4-31)$$

6.4.2 变压器额定容量

$$S_n=\sqrt{3}U_{2n}\times I_{fn}\times 1.1\times 0.816\quad(5.4-32)$$

6.4.3 接线组别

一般均采用 Y-d11 接线方式。原因为当励磁变压器一次侧接成星形接线时，一次绕组的相电压仅为线电压的 $1/\sqrt{3}$ ，降低了一次绕组的耐压水平，二次绕组三角形连接，可为三次谐波电流提供一支路，用以抵消三次谐波磁通，改善了相电压波形。

6.4.4 阻抗电压

变压器阻抗电压影响整流器换相工作状态和变压器的短路电流值。

当发电机磁场短路或集电环闪络及整流桥臂短路时，回路短路电流将由变压器的阻抗电压决定。

变压器的阻抗电压一般为 6%~12%。

6.4.5 短时电流过载能力

变压器短时电流过载能力受结构、材质、运行条件和初始负载等多方面的影响。

考核变压器短时电流过载能力的限制条件是绕组的最高温升值。不同类型变压器的过载能力曲线不同。图 5.4-35 为 SCB9 型环氧干式变压器的电流过载能力曲线。

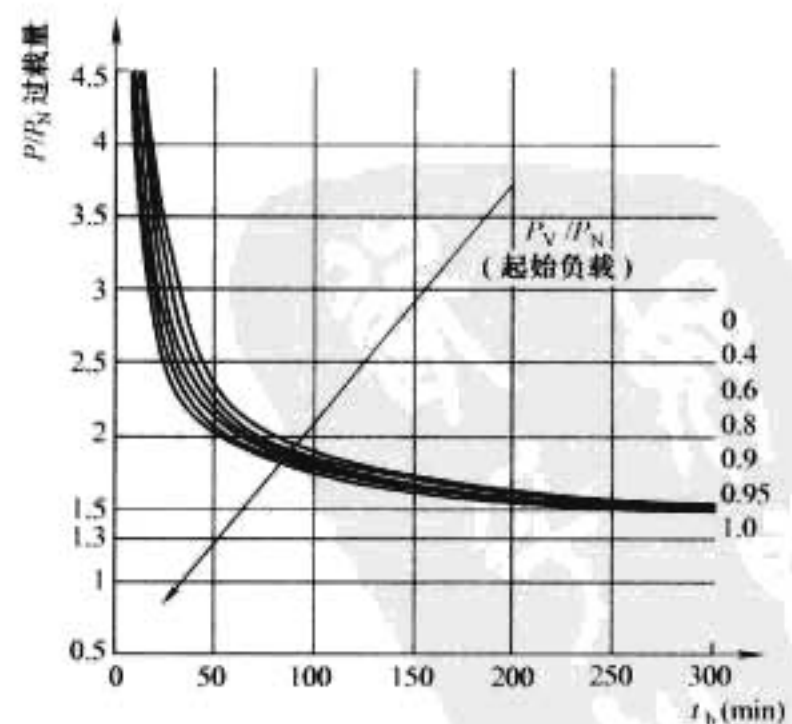


图 5.4-35 SCB9 型环氧变压器过载曲线
 P_N —额定容量； P_V —起始负载； P —过载容量
说明：环境温度为 40℃。

7 特殊类型水轮发电机励磁系统

7.1 抽水蓄能机组励磁系统

抽水蓄能发电是水力发电的一种特殊形式,它利用电力系统负荷低谷时的剩余电能,将水从高程低的水库抽到高程高的水库,以位能的形式储存起来,在电力系统用电高峰时将水放下发电。

抽水蓄能机组具有如下显著特点:启动迅速,适用范围广,能有效代替火力机组担任调峰作用;具有很强的负荷跟随能力,在电网中起到调频作用;工况转换快,削峰填谷,造价低;降低运行消耗,改变电力系统能源结构。故抽水蓄能机组成为有效调整电力负荷峰谷差,提高电能质量和运行经济效益最为经济且运用最为方便的手段。

由于抽水蓄能发电的显著特点,其已成为当前各国发展电力的一个重要组成部分。由于抽水蓄能机组运行工况众多,转换频繁,因而对励磁系统的要求非常高。除要满足常规发电要求外,还要能满足抽水蓄能机组水泵工况启动和运行的要求,满足电制动停机的要求,满足电站抽水蓄能机组多工况安全可靠迅速转换及运行的要求。相应励磁系统的设计必须具有严密的逻辑程序控制及相互连锁保护。

抽水蓄能机组励磁装置与常规发电机组励磁装置的异同点如下:

7.1.1 共同点

抽水蓄能机组励磁装置在发电工况下的启动、运行要求,包括调节、控制、限制、保护等功能(包括 PSS)与常规发电机组励磁装置所具备的功能要求完全相同。

7.1.2 区别

7.1.2.1 主回路接线方式

国内外常规水、火电站广泛采用结构简单、造价低的自并激励磁方式。抽水蓄能机组在采用同步启动方式的水泵工况启动情况下,在电动机转子处于静止状态时就要求能够提供励磁电流,这是与常规发电机组的显著区别。一般情况下,有两种方案可供选择。

(1) 励磁系统主接线与常规发电机组励磁系统主回路接线相似,即励磁变压器取自机端内侧,另设置一个他励电源,用于电动机初始励磁电流的提供及机组的电气制动停机。此种方式励磁装置本身调节控制与常规相似,相对简单,缺点是增加了水泵工况启动变压器和整流器,主回路和控制接线相对复杂。

(2) 励磁电源取自机端断路器外侧,即励磁变压器始终带电,励磁变压器兼做启动变压器和电制动变压器,励磁系统在调节器及控制回路中设置适当功能就能满足机组的多工况运行,相对逻辑控制较为复杂。但此方式设备省,启停和工况转换过程中不需切换励磁功率电源。相比较而言,这种方式对于抽水蓄能机组为优选方案。

根据抽水蓄能机组采用的水泵工况启动方式的不同,设计不同的操作控制回路。在采用同步启动方式(SFC方式、背靠背方式)的机组励磁中,采用灭磁开关+非线性电阻的形式;在采用异步启动方式下采用灭磁开关+线性电阻的形式。

7.1.2.2 启动方式

抽水蓄能机组励磁要满足水泵工况下启动控制要求。

抽水蓄能机组在水泵工况下同步启动方式下主要有两种:SFC变频启动和背靠背启动。

在 SFC 变频启动下,励磁调节器接受相应命令后在机组静止条件启动励磁。根据 SFC 装置的运行特殊性,一般以 5Hz 为转折点,励磁工作在恒流方式,励磁电流的给定值也分为两个阶段。 $f < 5\text{Hz}$,励磁电流给定值为某一数值, $f > 5\text{Hz}$,励磁电流给定值为某一数值。实际应用中,也有采用励磁电流给定值在整个启动过程中只设一个数值的用法。

在背靠背方式下,根据两机拖动和驱动性质的不同,分别控制每台机组的励磁电流输出,实现机组的同步启动运行。具体两机励磁电流的匹配关系,可在现场根据实际情况进行调整。

7.1.2.3 调节方式

常规发电机组采用恒机端电压的调节方式,辅助恒无功调节和恒功率因数调节,恒电流调节方式主要作为试验方式或备用方式。

抽水蓄能机组在发电工况下采用恒机端电压调节方式,在水泵启动工况和电制动工况下采用恒励磁电流调节方式,水泵运行工况下采用恒机端电压调节方式。

根据工况转换的要求,需要在满足一定条件下,实现自动方式和手动方式之间的无扰动切换,并且根据相关的状态及命令,自动调整手动调节的给定值。

常规发电机组中,电制动功能是附加可选功能,而在抽水蓄能机组中,则为必备功能,目的是加快工况转换速度。

7.1.2.4 其他

常规发电机组起励方式多采用残压起励和辅助电源起励方式。

抽水蓄能机组励磁装置励磁变压器如果接在系统侧,正常情况下只需控制触发脉冲。辅助电源起励回路用于机组黑启动方式下。

由于抽水蓄能机组运行工况多样且转换频繁,励磁调节器必须具有严密的逻辑控制功能,能根据机组的启动方式命令,自动选择运行方式,选取不同给定值,对触发脉冲、磁场断路器等控制,同时也设置有更多信号、报警回路。

7.2 电制动系统

电制动功能是水轮同步发电机组所特有的功能。该功能既可以通过独立的电制动装置来实现,也可通过励磁系统来实现。

7.2.1 工作原理

发电机解列、灭磁以后,待机组转速下降到额定转速的 50%~60%左右,将发电机定子机端出口三相短路,通过一系列逻辑操作,提供制动电源,励磁调节器转到电制动模式运行,给发电机转子绕组加励磁电流。因为发电机正在转动,定子磁场在转子磁场的感应下,感应产生短路电流,由此产生的电磁力矩正好与转子的惯性转向相反,起到制动的作

用。

电制动有两个显著特点:

(1) 制动力矩与定子短路电流的平方成正比。

(2) 制动力矩与机组的转速成反比,在制动过程中,因为定子短路电流基本不变,因此随着转速的下降制动力矩反而加大,制动力矩的最大值是出现在机组将停止转动前的瞬间。

根据以上特点,为了获得最大的制动力矩,应充分利用发电机的定子容量,使定子短路电流约等于额定定子电流,而要获得额定定子电流,根据发电机短路特性,励磁电流应

达到发电机空载额定励磁电流值。

电制动一般在 60% 额定转速以下投入, 由监控系统向励磁系统发出电制动投入令。由励磁系统配置的专用可编程控制器 (PLC) 或其他器件完成具体的电制动流程控制。以下以 PLC 为例。

在电制动过程中,励磁调节器处于手动方式,控制励磁系统向转子绕组输出恒定的励磁电流。电制动时的电流给定值可通过调试软件设定。

7.2.2 电制动的主回路接线

在实现电制动的过程中,需由外部提供制动电源,而这与励磁系统的主回路结构是密切相关的。通常可归纳为两种接线方式,分别如图 5.4-36 和图 5.4-37 所示。

图 5.4-36 中,励磁装置为自并励接线方式,当机端短路时,励磁变压器无电源。制动电源来自于专用制动变压器,制动变压器接至厂用电。也就是说,在发电工况和电制动工况下,整流电源需经由操作回路控制整流桥交流侧断路器 QL1 和 QL2 进行切换。

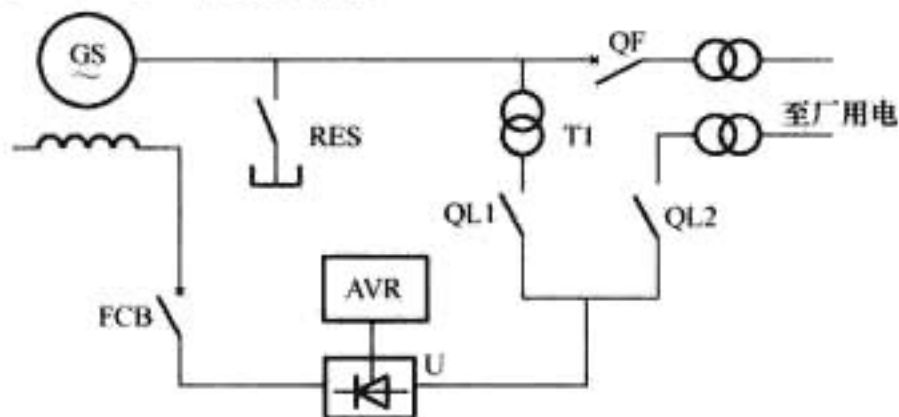


图 5.4-36 自并励接线方式

GS—同步发电机；FCB—灭磁开关；AVR—励磁调节器；
QF—发电机出口断路器；T1—励磁变压器；U—晶闸管整流器；
QL1—阳极开关；QL2—电制动开关；RES—短路开关

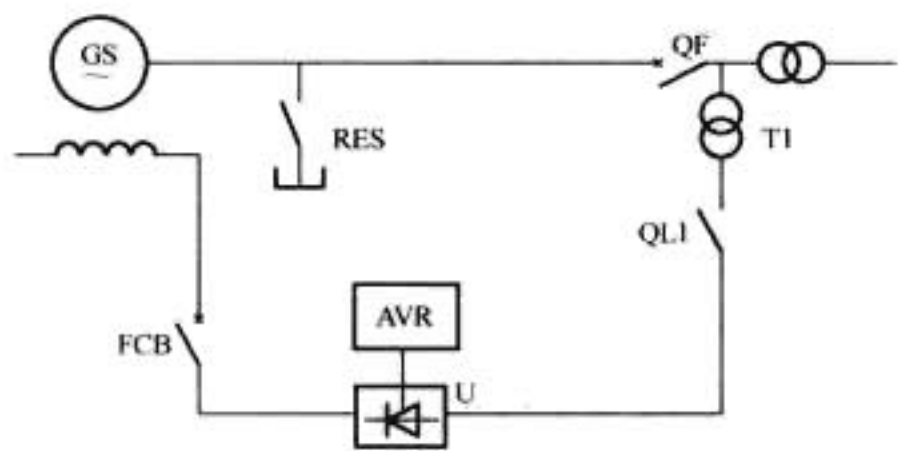


图 5.4-37 他励接线方式

GS—同步发电机；FCB—灭磁开关；AVR—励磁调节器；
QF—发电机出口断路器；T1—励磁变压器；U—晶闸管整流器；
QL1—阳极开关；RES—短路开关

图 5.4-37 中,励磁装置为他励接线方式,即励磁变压器接于发电机断路器外侧,在发电工况和电制动工况两种不同工况下,整流电源都由励磁变压器供给。

比较这两种不同的主回路接线方式,图 5.4-37 的接法更为简捷,不仅可省去制动变压器和相应的交流侧断路器,励磁装置的控制逻辑也较为简练。

在发电机自并励励磁方式下,励磁变压器一般都直接取自于发电机机端,图 5.4-36 的接线方式更为普遍。电制动过程中,励磁系统向发电机转子绕组提供的励磁电流一般不超过空载额定励磁电流值,所以制动变压器的容量可以选得较小。

7.2.3 电制动的工作流程

以下采用可编程控制器(PLC)实现电制动过程的流程控制,以常用的图 5.4-36 的接法为例,说明电制动的工作流程。流程图如图 5.4-38 所示。

PLC 主要完成以下功能:

(1) 检测电制动投入的条件。

正常停机时，当发电机与系统解列后，监控系统向励磁调节器发出停机令，由励磁调节器进行逆变灭磁。一般在具备以下条件时，监控系统向励磁系统发出电制动投入命令：发电机出口断路器分开；机组停机令；导叶全关；机组无事故；机组转速下降到 60% 额定值以下。

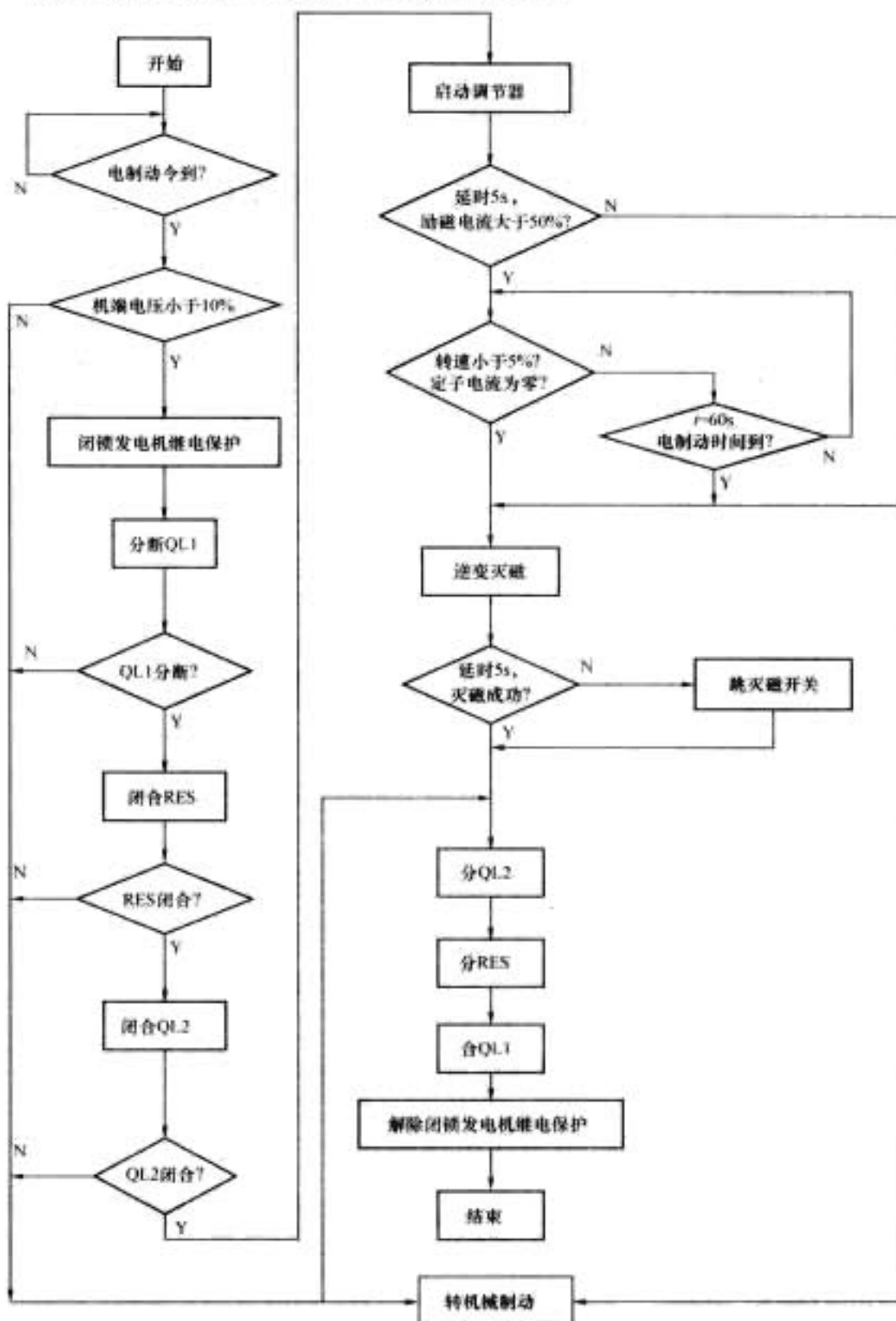


图 5.4-38 采用 PLC 控制的电制动工作流程

(2) 当励磁系统的电制动 PLC 检测到电制动投入命令并判断条件满足后, 依次闭锁继电保护, 分励磁变压器副边开关 QL1, 合短路开关 RES, 合电制动电源交流开关 QL2。

(3) 控制励磁调节器转入电制动模式, 使得励磁系统向转子绕组输出设定的励磁电流值, 形成制动力矩, 完成电制动。

(4) 在电制动过程中, 任何一步不满足电制动条件, PLC 都将发信号给监控系统转机械制动, 并向计算机监控系统发送报警信号, 电制动退出。

(5) 当机组的转速小于 5% 时, 电制动完成, PLC 向励磁调节器发出逆变灭磁信号, 灭磁成功后退出电制动。

(6) 如果逆变灭磁失败, PLC 将跳灭磁开关,退出电制动。

(7) 退出电制动时, PLC 同时发信号分电制动电源交流断路器 QL2、短路开关 RES, 合整流变压器二次侧断路器 QL1, 解除发电机继电保护, 使励磁装置恢复到正常开机前的状态。

在电制动过程中, PLC 始终监测整个制动过程是否正常, 当遇到以下异常情况时, PLC 将向监控系统发出电制动失败报警信号, 并退出电制动过程: ① QL1 不能分断, 或 RES、QL2 不能合上; ② 电制动时间过长。此时需要由监控系统投入机械制动装置, 完成机组的制动。

7.2.4 励磁系统输出电流的控制

考虑到各电厂发电机的运行条件不同, 在电制动过程中, 需要励磁系统输出的励磁电流是不完全相同的, 为了方便调节励磁电流的输出, 利用调节器软件可以修改电制动电流的给定值。

8 水轮发电机励磁系统的调试与试验

8.1 遵循的试验标准

GB/T 7409.3 同步电机励磁系统大、中型同步发电机励磁系统技术要求

GB/T 7409.1 同步发电机励磁系统定义

GB/T 7409.2 同步发电机励磁系统 电力系统研究用模型

DL 489 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置试验规程

DL/T 583 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件

DL/T 1013 大中型水轮发电机微机励磁调节器试验与调整导则

DL490 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置安装验收规程

DL/T491 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置运行、检修规程

(以上标准均采用最新发布的有效版本)

8.2 标准规定的励磁系统试验项目

发电机励磁系统在电力系统运行中起着重要的作用, 对发电机励磁系统的规范主要体现在励磁系统的国家标准和行业标里。同时, 如整流器、励磁变压器等励磁系统各个部件还有自己的标准。在发电厂建设的交接试验阶段和发电厂生产的预防性试验阶段, 也有各自的标准, 这些标准指导着励磁系统试验工作。与国际接轨后 IEC 标准和美国标准 (ANSI)、电气和电子工程师协会标准 (IEEE) 等有关标准也指导着励磁系统试验工作。

励磁系统试验是为设计、制造、安装、交接、检修等提供总体的全面的检验验证, 确保发电机励磁系统完成其应有的作用。励磁系统标准一般将试验分为型式试验、出厂试验、交接试验和大修试验几个阶段。

型式试验检查励磁系统是否全面达到设计要求, 包括功能、性能、指标、环境条件、数学模型、电力系统各种运行和故障情况下的行为等。型式试验是作为定型生产的依据。型式试验中应包括电磁兼容性试验。

出厂试验是检查设备是否符合出厂条件, 完成标准规定的出厂试验项目及由设备特殊性决定的试验项目。一些项目

会在合同中规定为出厂验收项目。

交接试验是发电厂现场进行的试验项目, 对安装后的发电机励磁系统总体的功能、性能、指标进行检查, 整定符合现场要求的参数, 确认励磁系统模型参数, 为发电厂接受该设备提供依据。

大修试验是一种运行维护范围内的试验, 也称预防性试验和定期试验。大修试验对一般性功能以及更改和消除缺陷的部分进行检查。一些实际运行期间未表现但有可能在非正常运行时表现的励磁系统功能和参数也需要在大修试验阶段进行检查。大修试验可为设备由检修交运行提供依据。

试验方案一般包括: 试验背景、试验目的、试验参照标准、试验条件、试验准备工作、试验步骤、试验方法、试验记录、数据处理方法、试验的安全注意事项、试验仪器和试验的审核批准。

标准提出了一般性的试验项目。制造厂应参照标准要求结合本厂具体试验条件和励磁设备提出各个试验阶段的企业生产作业文件, 并且按照文件进行试验完成试验报告。用户可以通过这些文件和报告了解设备的型式试验、出厂试验和交接试验情况。发电厂参照标准要求和设备技术要求结合具体的励磁设备情况, 提出大修阶段的试验接受文件作为企业生产作业文件。大修试验单位按照该文件进行试验并完成报告。

试验一般需要各有关方人员合作完成, 为此需要在试验之前进行技术交流, 试验后交代试验情况, 按照规定履行手续。

试验的承担者应当具有一定的资格, 不同的试验任务需要不同资格的试验责任人 (单位), 需要有关的管理条例作出规定, 以保障试验的有效性。

试验的仪器设备要符合试验需要, 测量仪器应在定期校验的有效期内。

8.3 具体的励磁设备试验内容

具体的励磁设备试验要求体现了某种励磁设备结合标准制定的符合各自特点的试验要求。它一般包括了单板试验、部件试验和整体试验, 静态和动态试验, 励磁系统控制系统开环和闭环试验, 制造厂试验和现场验收试验。

8.4 励磁调节器电磁兼容性试验

励磁设备安装的电磁环境中主要存在以下几种干扰:

- (1) 高压电气操作产生的拉弧、浪涌电流或闪络、绝缘击穿所引起的高频暂态电流和电压。
- (2) 雷击、故障电流所引起的地电位升高和高频暂态。
- (3) 工频、无线射频对电子设备和传输信号的干扰和影响。
- (4) 静电放电。
- (5) 低压电气的操作所引起的干扰。

为了减小电磁干扰的影响, 机箱机柜通过可靠接地达到电磁屏蔽和隔离的作用。通过屏蔽和非屏蔽电缆与发电机、发电厂以及升压站的相关一次和二次设备连接。根据电缆传输的信号的类型不同, 选择接地和屏蔽层接地的相应规则, 以及选择设备的摆放位置等措施。

电磁兼容性试验一般要求为型式试验。

试验标准采用 GB/T 14598 和 GB/T 17626.1 的要求。

试验结果评估分类:

参照 GB/T 17626.1—2006 第 9 条规定, 试验结果评估分为以下四类:

- (1) 在技术要求限值内性能正常。
- (2) 功能或性能暂时降低或丧失, 但能自行恢复。
- (3) 功能或性能暂时降低或丧失, 但需操作者干预或系统复位。

(4) 因设备或软件损坏丧失调节功能, 或数据丢失不能自行恢复造成失常。

试验内容包括:

- (1) 静电放电试验。
- (2) 辐射电磁场抗干扰度试验。
- (3) 电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验。
- (4) 浪涌抗干扰度试验。
- (5) 1MHz 和 100kHz 脉冲群抗扰度试验。

8.5 电力系统稳定器试验

随着电网的扩大、输电距离的增加, 电网的小干扰稳定性减弱, 最为经济的措施是投入电力系统稳定器。

电力系统稳定器的作用越来越受重视, 目前大中型机组均要求励磁系统须具备该功能。

电力系统低频振荡可以分为本机振荡和系统振荡。

本机振荡指电厂一台或多台发电机组一起相对于较大的电力系统或负荷中心摆动, 振荡频率在 0.7~2Hz 间。

系统振荡指电力系统中一部分机群相对于另一部分机群的摆动, 振荡频率一般小于 0.5Hz。

8.5.1 PSS 整定试验条件

- (1) 电压调节器 (AVR) 性能指标达到标准规定的要求。
- (2) PSS 模型符合具体发电机组和励磁系统的要求。
- (3) PSS 性能指标和试验手段符合标准要求。
- (4) AVR 和 PSS 模型参数正确。
- (5) 了解本系统存在的最低机电振荡频率和本机组相关的低频振荡模式。
- (6) 进行励磁系统滞后特性和 PSS 参数预计算。
- (7) 试验仪器满足试验要求。
- (8) 编制符合标准也符合实际的试验方案。
- (9) 被试机组及励磁系统均正常。

8.5.2 PSS 整定试验内容

(1) 在励磁系统投产试验时或投产后规定的时段内进行完整的 PSS 整定试验。

(2) 同一电厂相同机组和相同励磁系统后续 PSS 试验可按照前 PSS 参数设定, 进行有无 PSS 的发电机负载阶跃试验检验。

(3) 在电力系统结构发生显著变化时应进行完整的 PSS 整定试验。

(4) 一般大修试验应进行有无 PSS 的发电机负载阶跃试验检验。

8.5.3 PSS 整定试验方法、步骤

- (1) PSS 环节模型参数和功能指标的确认。
- (2) 标定和确定部分 PSS 参数。
- (3) 确定励磁系统滞后特性 (无补偿频率特性)。
- (4) 确定和计算有补偿频率特性。
- (5) 确定 PSS 放大倍数。
- (6) 检验 PSS 整定效果 (通常通过负载阶跃响应检验)。

(7) 反调试验。

9 水轮发电机励磁系统的运行及维护

9.1 水轮发电机励磁系统的运行

9.1.1 发电机运行方式

发电机可以按下述方式运行: ①空载运行, 发电机升压但不并网、不带负荷; ②发电机并网带负荷运行。

9.1.1.1 发电机空载运行

发电机空载运行, 发电机端电压等于转子感应电势。在转速恒定条件下, 发电机端电压直接取决于励磁电流。

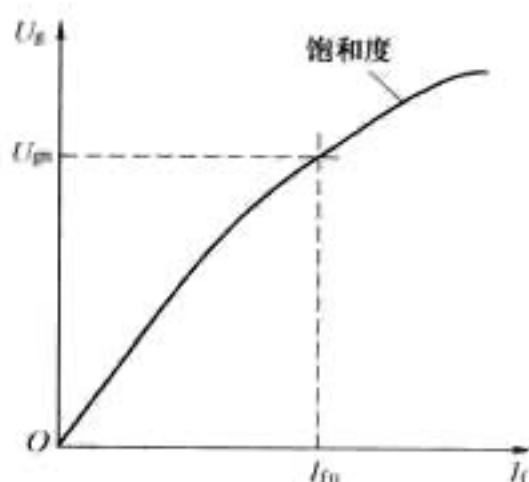


图 5.4-39 发电机空载特性

U_{gm} —发电机额定电压; I_{f0} —空载励磁电流

9.1.1.2 发电机并网带负荷运行

稳定运行条件的整个范围通常用功率圆图来描述, 如图 5.4-40 所示。

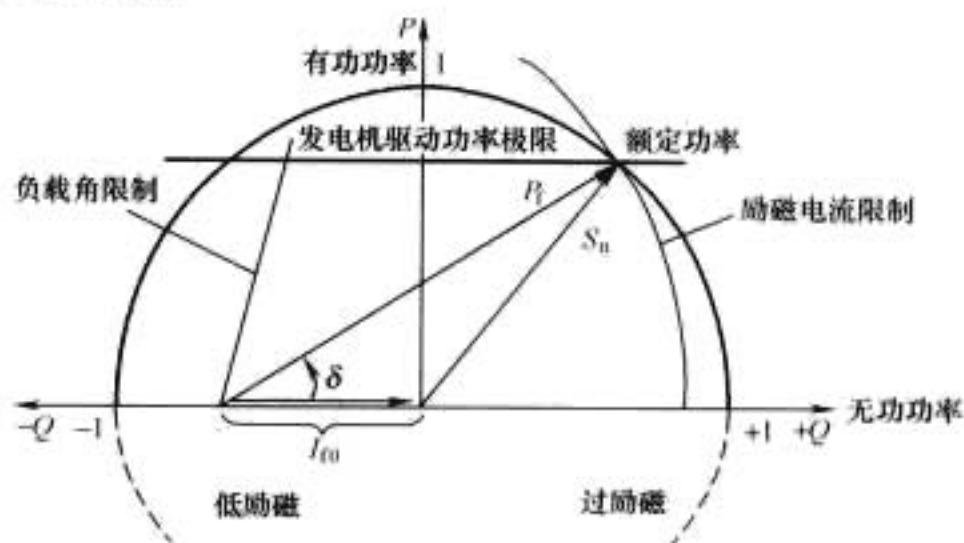


图 5.4-40 同步电机功率圆图

通常仅用上部半圆代表发电机的运行。此圆形围绕坐标原点, 其半径相当于额定视在功率 S_n 。视在功率 S_n 是由定子绕组允许温升决定的。发电机的允许运行范围是有功功率轴线上驱动功率极限所限定的。此外, 在无功功率轴线上运行范围是过励磁由转子绕组发热设计所限制, 而低励范围由稳定极限所限定。过励磁限制范围主要由额定励磁电流决定。发电机额定工作点从定子和转子发热极限的交点得到。在低励磁范围中, 发热的热容量不起作用, 而重要的是维持电机的同步。对于某个工作点其负载角 δ 能够从图中无功功率轴线上对励磁功率 P_f 之间的夹角读出。通常, 同步电机运行在较轻的滞后无功功率范围内; 另一方面, 为适应电网的条件, 在电网故障的情况下, 应保证具有适当的转矩储备。

9.1.2 在电网中运行的自动电压调节器的功能

在电站几台并联运行的发电机之间必须保证其无功功率稳定的分配。

电网系统内, 无功功率的分配应当使线路损耗最小, 在负载变化时无功功率稳定, 应保证发电机运行在安全的限度

以内。

在多数情况,发电机通过升压变压器连接到电网,所以通过变压器及电网的电抗产生具有下降特性的自然调差率,见图 5.4-41。调差率表示无功功率变化与电压变化之间的关系。调差率不能与比例调节器的偏差混淆。现代调节器的偏差等于设定值减去实际值的差,一般为 $0 \sim 0.5\%$ 。有效的无功调差率可以设置在 $-15\% \sim +15\%$ 之间。

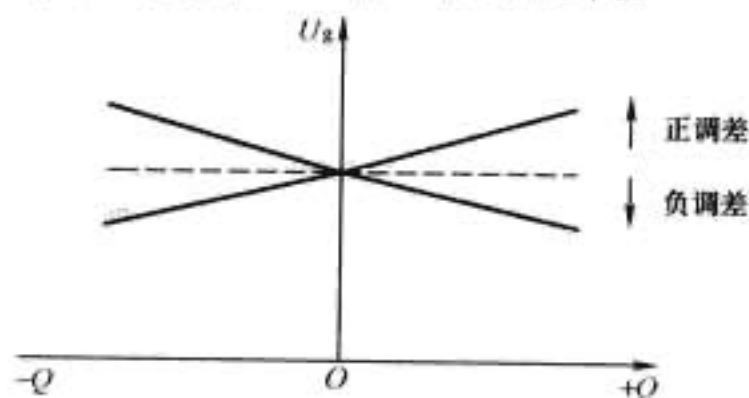


图 5.4-41 电压调节器的调差率

对于几台并联运行的发电机之间,为了保证其无功功率合理的分配,一定要设置为正无功调差率。通常对正无功调差率设置为 $4\% \sim 10\%$ 。

对于单元制接线,为了补偿由于电流通过升压变压器时产生的电压降,需要调差率设为负值。

在甩负荷时,要求自动电压调节器立即反应。此种方式中发电机电压随着主开关的断开立即改变,这是电压调节器或励磁系统的重要质量特性。

如果发生某一定距离短路,也会引起发电机的端电压出现很大的下降,如图 5.4-42 所示。

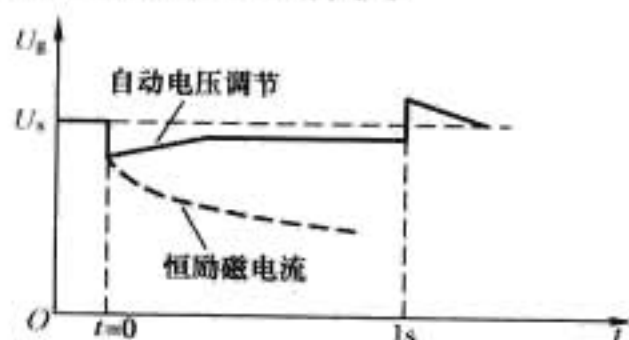


图 5.4-42 某一距离短路

9.1.3 操作及运行

励磁系统正常情况下由控制室监控系统操作。直接安装在调节柜前面板上的就地按钮、转换开关一般仅在试验和紧急控制时使用。

运行人员必须熟悉励磁系统的操作及显示单元的设计,必须熟悉励磁系统各命令的作用,必须熟练使用操作控制及显示单元。运行人员通过对励磁系统进行操作使发电机适应于发电厂和电网的运行条件。

9.1.3.1 控制方式

励磁系统有远控和近控两种控制方式:

(1) 远控——从中控室直接控制或通过监控系统操作控制,是正常运行中的主要控制方式。

(2) 近控——通过就地按钮、转换开关和人机界面操作控制,一般仅在试验和紧急控制时使用。

9.1.3.2 开机前准备工作

(1) 检查励磁系统各柜接线端子、航空插头座、接插件是否已连接妥当。

(2) 检查励磁调节器操作面板的开关、按钮位置。

(3) 依次合上各电源开关、励磁调节器各供电电源开关、继电操作回路工作电源开关、冷却风机各电源开关、初始励磁(助磁)电源开关等。

(4) 合上发电机灭磁开关,功率柜交、直流侧开关。

(5) 检查面板指示灯:状态指示正确,无异常信号。

(6) 显示器上各运行参量、控制参数显示正常。

9.1.3.3 正常开机建压

可以通过远控或近控方式进行起励升压。远控的开机令,一般是监控系统在监测到机组转速达到 95% 或者额定转速后向励磁系统发出。要求开机令采用无源接点接入励磁系统,接通的时间不得低于 $15s$ 。监控系统向励磁系统发出的开机令,可以在 $15s$ 后自动复归,或监测到机组升压成功信号后复归,或一直保持。近方或就地起励通过操作调节柜起励按钮执行。

调节器接收到起励指令后将按照预先设定的给定值建压,当“零起升压”投入时,建压稳定值约为机端额定电压的 10% ;当“零起升压”退出时,建压稳定值为设定值,电压预置值一般为 100% 。

新机组或机组大修后首次起励升压应采用“零起升压”方式,并逐渐增磁到额定机端电压。此试验完成后,即可采用正常的预置值起励建压。

一般说来,当机组空转,发电机残压能够保证励磁系统的整流器的输入电压约为 $5 \sim 10V$ 时,励磁系统可以利用此残压完成起励,不需要投入辅助起励电源。若发电机残压低不能起励,则可以退出“残压起励”功能,直接采用起励电源起励。

在上述起励过程中,如果起励时限已到但机端电压没有达到程序的设定值,调节器会发出“起励失败”信号。

9.1.3.4 通道跟踪及切换

通道跟踪功能投入后,非运行通道总是跟踪运行通道。

跟踪的原则一般为:控制信号一致。

调节器运行过程中,如要人工切换运行通道,应将“通道跟踪”功能投入,并检查人机界面显示的当前运行通道和要切换的通道的控制信号基本一致时,切换才不会引起波动。

一般情况下,主通道遇到以下故障会自动切换到备用通道:微机电源故障、脉冲故障、调节器故障、电压互感器故障等。

9.1.3.5 系统电压跟踪

如果励磁系统具有“系统电压跟踪”功能,当该功能投入时,励磁调节器将自动调节励磁电流的输出,控制发电机机端电压,使之与系统电压保持基本一致。这样,当发电机并网时,可以减小并网时因为机组电压和系统电压的压差过大造成的冲击。

9.1.3.6 增减磁操作

增减磁操作可近控或远控进行。增减磁操作,本质上直接改变的是调节器的给定值。随着给定值增大或减小,通过调节器闭环调节,机端电压或励磁电流随之增大或减小。发电机空载情况下,随增减磁操作,可观察到机端电压和励磁电流明显变化;发电机负载情况下,只能进行小幅度的增减磁操作,机端电压变化不明显,但可观察到发电机无功明显变化。

增减磁操作仅对运行通道有效。

运行通道应设有增减磁触点防粘连功能,增磁或减磁有一定的有效连续时间,当增磁或减磁接点连续接通超过该时间后,无论近控还是远控,操作指令失效。

当增磁指令因为触点粘连功能失效后,不影响减磁指令

的操作；当减磁指令因为触点粘连功能失效后，不影响增磁指令的操作。

9.1.3.7 逆变灭磁

励磁系统接收到停机令（内部或外部），在满足发电机已解列时，逆变灭磁。

9.1.3.8 U/f 限制动作

发电机空载运行，调节器自动方式下运行，若发电机机端电压与频率的比值达到调节器设定的 U/f 限制值，则调节器 U/f 限制将动作，限制发电机机端电压，保持机端电压与频率的比值在 U/f 限制值以下，防止发电机或变压器过励磁；同时自动闭锁增磁指令。 U/f 限制值可通过调试软件设定。

在发电机空载运行的情况下，运行人员若监测到机组“ U/f 限制”动作，应立即减磁，直到“ U/f 限制”信号消失；若减磁无效，可发停机令逆变灭磁或直接跳灭磁开关灭磁。

9.1.3.9 机组并网

机组建压成功后，可以投入同期装置并网。运行人员应在机组并网后密切监视无功功率的变化情况，一般要求并网后机组输出正无功功率且数值较小。

新机组或大修后机组首次并网时应采用手动方式，避免因机端电流互感器接线错误而引起的励磁异常动作。

9.1.3.10 恒无功/恒功率因数调节

恒无功/恒功率因数调节是励磁系统的一项附加控制功能，是通过改变自动电压调节器的电压给定来实现的，并且在运行中只是缓慢地起作用。因此，电网的短时故障不会影响此功能，自动方式的所有限制器和原来一样起作用。

进入恒无功/恒功率因数调节模式的瞬间不会引起扰动。恒无功/恒功率因数调节模式的给定值总是跟踪当前的无功功率或当前的功率因数。进入恒无功/恒功率因数调节模式后，增减操作的含义发生了变化，它由对自动电压调节的给定变化转变为调整无功功率或功率因数的给定。

在下列任意一种条件下，恒无功/恒功率因数调节功能将自动退出：励磁系统无并网令；微机调节器处于手动方式运行。

9.1.3.11 调差系数设置

根据运行需要，可进行调差系数的设置。

9.1.3.12 电力系统稳定器投入/退出

电力系统稳定器（PSS）可以阻尼低频振荡。

选择 PSS 投入后，发电机有功功率大于 PSS 投入功率值，调节器就自动投入 PSS；若发电机有功功率低于 PSS 退出功率值，调节器就自动退出 PSS。PSS 投入功率和 PSS 退出功率设定值，可以通过调试软件设定，以发电机额定视在容量为基准。PSS 在投运之前，必须由权威部门对其调节参数进行设定并试验验证。

9.1.3.13 解列灭磁停机

常规操作步骤，操作增减磁手柄/按钮减无功功率到零，当有功和无功都为零时，即可跳开同步发电机出口断路器进行解列。如果同时伴有停机令，则发电机逆变灭磁，否则发电机维持机端电压与母线电压相等。当机组转速下降到 80%~90% 额定转速时，微机励磁调节器将自动执行低频灭磁功能。同步发电机并网运行时，逆变灭磁被自动闭锁。

9.1.3.14 机组由于故障而切除

在机组或者励磁装置故障情况下，发电机保护系统将启动，机组解列同时，励磁装置的灭磁开关也将被保护系统断

开。此时运行人员应到励磁系统现地显示屏上观察并记录励磁系统上显示的故障和报警信号。励磁装置自身的故障应由专业人员处理。一旦故障已经处理，励磁可以再次投入。

9.1.4 开停机流程

9.1.4.1 开机流程

开机流程如表 5.4-12 所示。

表 5.4-12 开 机 流 程

序号	动作	显示	控制
1	灭磁开关合闸	信号灯亮	灭磁开关已接通
2	励磁系统开机	信号灯亮	在 5~15s 内建立起电压
发电机空载运行			
3	励磁系统将发电机电压调整到电网电压		发电机电压调整到给定值
4	满足并网条件后并网发电		发电机无功功率接近于零
发电机负荷运行			
5	根据运行要求调整负荷		调整发电机的电压，使发电机产生一定的无功功率

9.1.4.2 运行中的检查

运行期间应当进行下列定期检查：

（1）在控制室：

- 1) 运行限制器没有动作。
- 2) 工作调节器的给定值没有达到限制值。
- 3) 通道跟踪到位。
- 4) 励磁电流、发电机电压和无功功率是稳定的。

（2）励磁柜：

- 1) 无报警动作。
- 2) 无非正常的噪音。

9.1.4.3 停机流程

停机流程如表 5.4-13 所示。

表 5.4-13 停 机 流 程

序号	动作	显示	控制
1	发电机与电网解列 ——通过发电机电压给定值减小无功功率 ——通过对水机的调节减小有功功率 ——断开发电机主开关		
2	励磁系统停机 ——接到停机令，励磁系统逆变灭磁 ——机端电压低于 10%，励磁装置初始化，等待下次开机		发电机电压在几秒钟内下降到零

9.2 水轮发电机励磁系统的维护

9.2.1 安全规则

9.2.1.1 安全标志警示

当正在励磁系统装置内工作时，一定要有警示。没有经过一定的培训和必要的预防措施，维护人员不得进入柜内工作。

励磁柜内直接接到励磁变压器副边和发电机转子磁场绕组的部件（散热器、铜排等），都带有很高的电压，存在着触电危险，必须设置安全屏障以防止意外触电。

如果移开了防护设备，维护人员必须远离高电压和大电流的危险。

柜门上必须有警告标记。

维护工作只能是在切断电压和有保护措施的情况下才可以进行。

9.2.1.2 对工作人员的要求

维护人员必须经过培训或已熟悉本设备的操作和安装，能够全面完成维护和检修工作。

维护人员必须熟悉控制原理和相关操作，对励磁装置本身（就地控制）及在控制室（远控）发出的有关励磁系统的报警都要熟悉。

维护人员要有能力在紧急情况下关闭系统。

维护人员必须熟悉在工作现场预防意外事件的措施，必须经过有关培训。

9.2.1.3 紧急情况说明

工作人员必须知道灭火器和紧急出口的位置，并且要会使用灭火器。灭火器分卤素灭火剂、二氧化碳灭火器或泡沫灭火器等几种。

二氧化碳灭火器专门用于电器设备的灭火，它对人身没有直接的伤害。

泡沫灭火器是专门用于非电器设备的灭火。它们不能用于电器设备的灭火。它会对人身造成直接的伤害。

系统起火时，首先从就地或从控制室切断励磁，如果有必要就动用紧急停机装置，然后断开系统的所有电源。

当在带电的柜中灭火时，只能使用二氧化碳灭火器，绝不能用泡沫或水。

9.2.2 励磁装置的维护

9.2.2.1 概述

设备运行时，故障系统不停地对运行通道及备用通道进行故障检测，甚至故障检测系统本身也会受到监测，但故障监测系统不能保证监测到全部故障，比如切换继电器是否正常等，所以必须定期检测设备。

在定期检查中，除了对装置器件进行清洁或者重新装配紧固器件外，还须进行下面描述的功能检查。

功率整流柜中的空气循环使硅组件表面易积聚灰尘，由于空气流通也使其他电路中积聚灰尘。振动可能使端子连接处或其他有螺钉连接的地方松动。

励磁回路中存在高电压和大电流，灰尘附着电器及导电体表面增加了电压闪络导致器件损坏的危险，定期维护可减小类似危险。

9.2.2.2 维护的工作条件

在进行维护工作时，应注意励磁系统所处条件，不同的检查、维护项目在不同的工作条件下进行。

工作条件①——关闭励磁装置所有电源，切断所有对外电气连接。

工作条件②——只供厂用电和直流电。

工作条件③——开环试验条件。

工作条件④——设备在运行中。

9.2.2.3 维护时间表

不同用户可根据实际情况确定维护计划，表 5.4-14 的举例仅供参考。

表 5.4-14 维 护 时 间 表

序号	项目	每三个月一次	每年一次
励磁变压器			
1	励磁变压器	检查外表灰尘、污垢、不正常噪声	检查外表灰尘、污垢、不正常噪声
整流柜			
2	风机	检查灰尘、污垢等，正常的风力、不正常的噪声	检查灰尘、污垢等，正常的风力、不正常的噪声
3	散热器、空气过滤器	检查灰尘、污垢，运行中的温度等	检查灰尘、污垢，运行中的温度等
4	晶闸管		检查所有晶闸管的触发回路
灭磁柜			
5	灭磁开关		检查灰尘、触头、灭弧室等
6	跨接器	检查灰尘、污垢等	检查灰尘、污垢等，动作试验
7	灭磁电阻	检查灰尘、污垢等	检查灰尘、污垢等，熔断器是否完好（仅限非线性电阻灭磁）
调节柜			
8	印制线路板		检查灰尘、污垢等
9	功能检查	通道切换（备用通道短时运行后应切回主通道运行）	检查故障切换功能

10 水轮发电机励磁系统的典型应用实例

水轮发电机励磁系统型式多样，厂家众多，不同产品具有不同特点。以下以青海公伯峡电站使用的 EXC9000 型励磁系统为例，介绍水轮发电机励磁系统的典型应用。青海公伯峡电站位于青海化隆县境内黄河上游，装机总容量 $5 \times 300\text{MW}$ 。

10.1 电站励磁系统的特点

10.1.1 全数字化系统

功能软件化、系统数字化是该励磁系统主要特点。系统数字化不仅体现在调节器，也体现在功率柜和灭磁柜。励磁系统的各个部分均能实现智能检测、智能显示、智能控制、信息智能传输和智能测试。

10.1.2 总线（CAN 总线）技术用于励磁系统内部互联

应用 CAN 总线技术实现励磁系统内部信息交换和控制，把系统的各个部分有机地集成为一个整体。通信实时性好、速度快、容量大，硬件简单，接线简化、维护方便，提高了系统的工艺水平和运行可靠性。

10.1.3 友好完善的人机界面

调节柜、功率柜、灭磁柜均配备智能化触摸屏，全中文界面显示，实时监测和记录系统的运行状态及参数，进行多项系统操作控制，可在线故障报警和显示，实现大容量故障记录和掉电保存。

10.1.4 完善的调试软件

调试软件可在线修改调节器参数，进行相关功能试验，自动记录试验结果，灵活设定输出开关量的定义，在线调试智能化的功率柜和灭磁柜。

10.1.5 电磁兼容性能良好

系统在元器件选型、电路设计、工艺结构等方面采取多种抗干扰措施，充分发挥屏蔽、接地、滤波、布线设计的作用，显著降低了调节器的故障率，通过了国家级试验室的电磁兼容性检验。

10.1.6 独具特色的双微机三通道配置

调节器采用双微机数字式电压调节通道和一个模拟式手动调节通道构成从测量回路到脉冲输出回路完全独立的三通道。实现数字式调节器与模拟式调节器的优势互补，极大提高了调节器的可靠性。

10.1.7 多 CPU 架构模式

励磁调节器采用 486+DSP+FPGA 的多 CPU 协同工作模式，486 芯片用于调节计算、逻辑处理、通信等，DSP 用于采样，FPGA 形成触发脉冲。多 CPU 分工协作，大大提高了调节器的运行速度和数据处理能力。

10.1.8 交流采样技术

利用 DSP 实现 32 点高速周期采样，应用移窗算法，提高采样数据的实时性和精度，有利于提高调节器的响应时间和调节精度，便于精确调整 PSS 参数。

10.1.9 完善的故障检测系统

故障检测系统完全独立于调节器，检测范围覆盖电源系统、硬件系统、软件系统，采取自检与互检相结合的措施，有效防止误发或漏发故障信号的现象，充分保证了故障检测和故障时通道间的顺利切换。

10.1.10 残压起励

采用高频脉冲列触发技术，实现残压起励。残压太低时，仅需较小的辅助电流确保起励成功。采用软启动技术，确保起励时发电机电压实现零超调。

10.1.11 智能化动态均流技术

立足于控制回路的动态均流方法，通过自动调节实现柜间及相间均流，不需要其他任何辅助措施（如长电缆、硅元件参数选配等），可以确保均流系数大于 98%。在一个或多个功率柜退出后，运行功率柜之间仍可实现动态均流。

10.1.12 高耐压脉冲变压器

脉冲变压器工频耐压高达 20kV，确保主回路和控制回路的有效隔离。

10.1.13 强大的停风机运行能力

风道结构合理设计，风冷散热器合理选择，有效地提高了功率柜停风机输出能力，在机组额定工况下，功率柜并联运行时停风机情况下可连续运行 1 小时。

10.1.14 独特的晶闸管跨接器

采用晶闸管跨接器用于转子过压保护和灭磁回路，无机械触点，控制简单可靠，采用折返二极管（BOD）可精确整定过电压保护动作值，无需维护。

10.2 公伯峡励磁系统设计方案

10.2.1 机组参数

- 额定容量 $P_n=300\text{MW}$
- 额定电压 $U_n=18\text{kV}$
- 额定频率 $f_n=50\text{Hz}$
- 功率因数 $\cos\varphi=0.9$
- 额定励磁电流 $I_{fn}=1800\text{A}$
- 额定励磁电压 $U_{fn}=420\text{V}$
- 空载励磁电流 $I_0=1015\text{A}$
- 空载励磁电压 $U_0=165\text{V}$
- 转子电阻 $R_f(75^\circ\text{C})=0.197\ 6\Omega$
- 直轴同步电抗 $X_d=1.036$
- 直轴瞬变电抗 $X'_d=0.287$
- 直轴超瞬变电抗 $X''_d=0.219$
- 定子绕组开路时间常数 $T'_{d0}=8.937\text{s}$

10.2.2 励磁系统组成及原理

10.2.2.1 组成

自并励磁系统由励磁调节器、功率整流柜、灭磁回路、整流变压器及测量用电压互感器、电流互感器组成。

10.2.2.2 工作原理

自并励磁系统的励磁电流取自发电机机端，经过整流变压器降压、全控整流桥变流的直流励磁电压，由晶闸管触发脉冲的相位进行控制。

10.2.2.3 基本配置

励磁系统配置如表 5.4-15 所示。

表 5.4-15 励磁系统配置			
名称	数量	尺寸（宽×深×高） （mm×mm×mm）	基本描述
励磁调节柜	1 台	800×1000×2260	独立的双微机三通道调节器、智能检测、智能接口、工控触摸电脑
励磁功率柜	3 台	800×1000×2260	智能化、现场总线、单柜额定输出 1500A，液晶显示屏
进线柜	1 台	800×1000×2260	进线母排、进线刀闸开关
灭磁开关柜	1 台	800×1000×2260	灭磁开关、起励单元、出线母排、直流变送器
非线性电阻柜	1 台	1200×1000×2260	非线性电阻
励磁变压器	1 套		三个单相环氧干式变压器组及其附件

10.2.3 励磁调节器

10.2.3.1 调节器简介

调节器为 EXC9000 型双微机三通道调节器，A、B 通道为微机通道，C 通道为模拟通道。

10.2.3.2 调节器的组成

硬件方框图如图 5.4-43 所示，调节器主要由 A、B、C 三个调节通道，模拟量总线板，开关量总线板，人机界面，接口电路等组成。

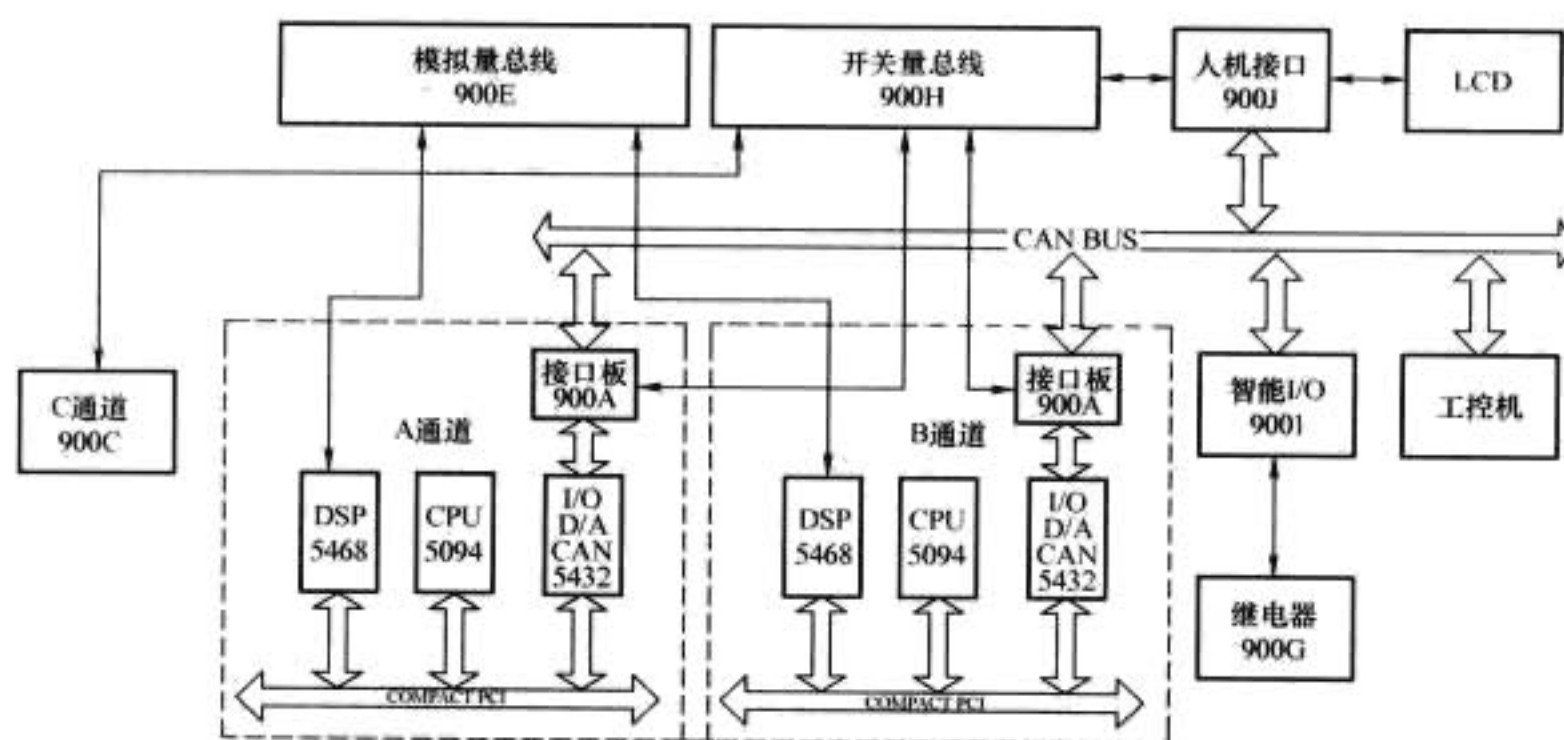


图 5.4-43 调节器硬件框图

(1) 微机调节通道。

微机调节通道核心控制器件为 COMPACT PCI 32 位总线工控机，每个通道由四块独立的板卡组成：

CPU 板——主要用于实现励磁系统的调节、逻辑控制功能。

DSP 板——主要用于模拟量信号的采集及处理。

I/O 板——主要用于励磁系统开关量信号的采集及输出。

通道接口板——主要用于故障检测、脉冲产生和控制及对整流桥控制。

(2) 模拟式手动调节通道 (C 通道)。

C 通道是基于集成电路的模拟式调节器。它以励磁电流作为反馈量，用线性集成的 PID 调节电路进行调节，输出控制信号给触发板进行移相触发。

C 通道除按励磁电流进行调节之外，还具有自动预置、通道跟踪、机端电压限幅、低频逆变等功能。

10.2.3.3 调节器的功能

调节规律：采用 PID+PSS 控制模式。

主要功能：加速功率型 PSS，交流采样算法，余弦移相，定时调节，运行方式，恒发电机机端电压的自动调节功能，恒发电机转子电流的手动调节功能，叠加的恒无功调节，叠加的恒功率因数调节，限制功能， U/f 限制，过励限制，欠励限制，定子电流限制，最大磁场电流限制，最小磁场电流限制。

监测功能：电压互感器断线，电源故障，调节器软件故障，调节器硬件故障，脉冲故障，整流桥故障报警，转子过热报警，励磁变压器超温报警，通信故障报警。

保护功能： U/f 保护，转子过流保护，失磁保护，励磁变压器过流保护，励磁变压器超温跳闸。

其他功能：软起励，残压起励，有功和无功补偿，调差，系统电压跟踪，通道之间自动跟踪，故障智能检测和自动切换，容错控制，故障录波和故障记录，辅助调试和试验功能，智能均流，智能封脉冲。

10.2.4 功率整流柜

10.2.4.1 配置

采用三个功率柜并联输出。单柜额定输出电流 2000A，强励电流 4000A 可持续 20s，整流桥退出 1 个支路仍能保证机组在所有运行工况下正常运行，包括强励。

10.2.4.2 晶闸管元件参数

制造商：英国 Mitel 公司；

元件型号：DCR1476SY；

允许结温：125℃；

通态平均电流：1770A；

反向峰值电压：4000V。

10.2.4.3 功率柜智能化控制

在每个功率柜内安装有一套智能控制系统，该系统包括主机单元、通信接口、数字 I/O 单元、A/D 单元、D/A 单元、传感器，以及相应的输入输出接口电路等。可实现以下功能：

(1) 智能化工况检测：检测桥臂电流和单桥总输出电流、快熔状态、进风口和出风口温度、风机开停状态、风压、阳极开关位置状态、脉冲电源投切状态。

(2) 智能化工况显示：实时显示风道温度、各支臂电流、单柜输出电流、总励磁电流等模拟量以及本柜投入/退出、风机的开/停、桥臂是否断流、快熔是否熔断、脉冲是否有故障、风量是否偏低、风温是否偏高、功率柜与调节器的通信是否正常等开关量状态。

(3) 智能化信息传输：在功率柜与调节柜之间采用现场总线技术进行连接，功率柜的开关量信号和模拟量信号均通过现场总线传递到调节柜。

(4) 智能化风机控制：当检测系统检测到功率柜处于运行状态时，自动启动风机；当功率柜处于停机或备用状态时，风机自动停转。

(5) 智能化均流：在并联功率柜之间采用智能化均流技术，使均流系数保持在 0.98 以上。

10.2.4.4 晶闸管整流器的过电压保护

采用集中式阻容保护装置。

10.2.5 灭磁系统

(1) 灭磁主回路：原理图见图 5.4-44。

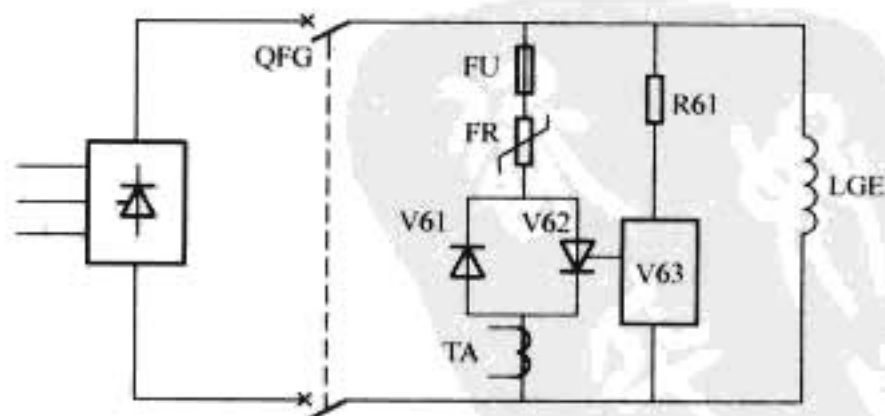


图 5.4-44 灭磁主回路原理图

LGE—转子绕组；FR—非线性电阻；FU—快速熔断器；QFG—灭磁开关；TA—电流检测互感器；V61—二极管；V62—晶闸管；R61—分压电阻；V63—晶闸管触发电器

(2) 灭磁开关：采用 ABB SACE 系列 E3H/E MS 型直流断路器。

(3) 灭磁及过电压保护电阻：采用高能氧化锌非线性电阻用于转子过电压保护和灭磁。

(4) 灭磁方式：当励磁系统正常停机时，调节器自动逆变灭磁，灭磁开关始终处于合闸位置，灭磁电阻不投入；当事故停机时，跳灭磁开关将磁场能量转移到高能氧化锌非线性电阻灭磁。

(5) 智能化：在灭磁柜内安装有一套智能控制系统。取消了常规表计和指示灯，灭磁柜的操作、控制、状态监视、信息传递、信息显示等均实现了智能化。具体包括：测量并显示励磁电压、励磁电流；显示灭磁开关位置；计算转子绕组温度；灭磁开关动作计数；晶闸管跨接器动作计数等。

通过 CAN 总线与调节柜和功率柜互连，实现了信息的双向高速传输。

10.2.6 起励单元

(1) 配置：包括起励接触器、导向二极管、限流电阻（约 10Ω）。

(2) 起励流程：起励装置开始起励时先采用残压起励。采用快速脉冲连续地触发晶闸管整流器，使整流桥的输入电压达到励磁装置的正常工作电压。

如果在 10s 内残压起励失败，则启动辅助起励回路，将外接的辅助起励电源投入，在机端电压达到发电机电压的 10% 时，辅助起励回路自动退出，立即开始软起励过程并建压到预定的电压水平。采用辅助起励电源时的起励电流约为 20A，所需的辅助起励电源功率在 5kW 左右。

若残压起励和辅助起励均失败，即接受起励命令后 15s 内建压不成功，则发“起励失败”信号。

(3) 整个起励过程和顺序控制是通过软件实现的。

(4) 辅助起励电源取自厂用直流馈电屏，电压为 DC220V。

10.2.7 电源系统

两段厂用电源引至灭磁柜，互为备用，柜内有自动切换装置。励磁系统使用的交流电源（包括风机电源、输出变送器的电源、照明及加热器电源）均从灭磁柜引出。

励磁装置的直流控制电源为 DC220V，作为起励回路、灭

磁开关操作回路和 DC24V 输出的开关电源模块的供电电源。

励磁装置的弱电操作电源为 DC24V，包括调节器操作回路电源、微机控制器电源，以及触发脉冲回路电源。

弱电操作电源及调节器供电电源有两路，一路引自 DC220V 直流控制电源，一路引自励磁变压器副边，经过自用电源变压器降压隔离后整流而成，两路电源经过独立的开关电源后并列输出，任意一路电源消失均不影响励磁系统的正常运行。

10.2.8 与监控系统的连接

本励磁系统与机组 RTU 或 LCU 的连接是通过开关量总线板和智能 I/O 板实现的。开关量总线板接收控制系统下达的指令，而智能 I/O 板则将励磁系统输出的各类故障及状态信号经过输出继电器板隔离后，以无源接点形式送往监控系统。此外，智能 I/O 板本身还具有较强的串行通信功能及网络功能，可以实现与内部网络及监控系统之间的串行通信。其与内部网络之间的通信通过 CAN 总线连接，与外部监控系统之间的串行通信通过 RS485 总线连接。

10.2.9 励磁变压器

励磁变压器由三台单相户内环氧树脂浇注的变压器组成，参数如表 5.4-16 所示。

表 5.4-16 励磁变压器参数	
型式	户内、防潮干式环氧三相变压器组（带外壳）
额定容量	3×800kVA
额定电压	一次侧：18kV 二次侧：840V
连接组别	Y/Δ-11
短路阻抗	6%
绝缘等级	F 级
绕组最高温升	100K
变压器绝缘水平	工频对地耐受电压：55kV 雷电冲击耐受电压：125kV



第5章 水电厂继电保护

1 概述

1.1 水电厂继电保护发展

1.1.1 继电保护配置研究

近年来在继电保护配置研究方面,着重对多分支的大型水轮发电机定子绕组内部故障进行了广泛深入的研究,取得了较好的实用成果。对发电机内部故障,早在20世纪60年代 Kinisty 就用对称分量法进行了研究。到了70年代,我国学者也试图用对称分量法分析内部故障。对称分量法通常以分析气隙磁场的空间基波为主,而定子绕组内部不对称故障时,气隙磁场的分数次谐波和低次谐波很强,对称分量法无法考虑气隙磁场谐波的影响,因而误差很大,其分析结果不能指导内部故障继电保护的设计。相坐标法虽可以考虑气隙磁场的谐波作用,对分析研究电机的谐波问题和电力系统不对称问题十分方便,但当涉及交流电机内部不对称问题时,以相绕组为基本单元的相坐标法亦有其局限性。

众所周知,由于发电机内部故障时气隙磁场谐波很强,内部故障的电磁机理十分复杂,对于多分支发电机需要准确的内部故障分析才能解决主保护配置方案和灵敏度评价问题,这对大型发电机安全运行至关重要,因此,大型多分支定子绕组内部故障分析方法及其应用的研究具有非常重要的理论和现实意义。另一方面,由于短路故障必须快速切除,从机组继电保护动作的角度,更关心故障暂态过程,因此急需从理论上揭示同步发电机定子绕组内部故障瞬态的运行特征及瞬态过程中各个故障量的变化规律,以便准确地选择和评价大型水轮发电机的继电保护方案。近年来国内一些高校如清华大学、华中科技大学和东南大学等在研究同步电机内部故障仿真分析计算方面取得了不少成果,已经越来越多地应用于工程实际中。

目前国内具有代表性的发电机定子绕组内部故障分析方法包括多回路分析法和暂态分析法,这两种方法均充分考虑了绕组的结构、连接方式、故障的空间位置等因素对定子绕组内部故障分析的影响,有效解决了传统分析方法存在的问题,已成功地运用于三峡左岸电站、三峡右岸电站、龙滩电站、小湾电站、构皮滩电站、瀑布沟电站、拉西瓦电站及彭水电站等国内大型水电站。

1.1.2 产品研制

在水电厂主设备保护方面,东南大学和华中理工大学研制的发电机保护和发电机—变压器组保护相继于1989、1994年通过鉴定投入运行。此后,陆续研制出了不同原理、不同机型、各具特色的微机主设备保护,为电力系统主设备提供了一批新一代性能优良、功能齐全、工作可靠的继电保护装置。随着微机保护装置的进一步研究,在微机保护算法等方面也取得了很多理论成果。可以说从90年代开始我国继电保护技术已进入了微机保护的时代。继电保护技术目前的总体发展趋势是向计算机化、网络化、智能化以及保护、测控及通信一体化发展。

1.1.2.1 计算机化

随着计算机硬件的迅猛发展,微机保护硬件也在不断发展。电力系统对微机保护的要求不断提高,除了保护的基本功能外,还应具有大容量故障信息和数据的长期存放空间,快速的数据处理功能,强大的通信能力,与其他保护、控制装置和调度联网以共享全系统数据、信息和网络资源的能力等。

1.1.2.2 网络化

计算机网络作为信息和数据通信工具已成为信息时代的技术支柱,它深刻影响着各个工业领域。具体在继电保护应用方面:

(1) 在差动保护和纵联保护中,采用光纤通信实现保护区内故障的快速切除。

(2) 将继电保护系统设备进行组网,实现微机保护装置的网络化。这样能迅速地对设备故障性质、故障位置进行准确判断。

(3) 对于某些保护装置实现计算机联网,可提高保护的可靠性。如500kV母线保护采用分布式原理,将传统的集中式母线保护分散成若干个母线保护单元,分散装设在各回路保护屏上,各保护单元根据本回路的电流量和从计算机网络上获得的其他所有回路的电流量,进行母线差动保护的计算。

1.1.2.3 智能化

近年来,人工智能技术如神经网络、遗传算法、进化规划、模糊逻辑等在电力系统各个领域都得到了应用,在继电保护领域应用的研究也已开始,以解决用常规方法难以解决的问题。

1.1.2.4 保护、测控及通信一体化

在实现继电保护的计算机化的条件下,每个微机保护装置不但可完成继电保护功能,而且在无故障正常运行情况下还可完成测量、控制、数据通信功能,亦即实现保护、测量、控制以及通信一体化。

1.2 水电厂继电保护的特点

(1) 大型水轮发电机为凸极机组,定子每相绕组的分支数 a 一般大于2,通常为3~6或更多分支。水轮发电机组定子绕组中性点侧引出方式、中性点侧电流互感器数量选择以及安装位置的确定、主保护配置等,相对于汽轮发电机组要复杂一些。因此,在确定水轮发电机组内部故障主保护配置方案时,往往需要对多分支同步发电机定子绕组内部故障进行定量分析计算,为大型水轮发电机组主保护配置、中性点侧引出方式、中性点侧电流互感器配置提供科学的理论依据,避免传统的靠定性分析确定水轮发电机组内部故障主保护配置的盲目性。

(2) 由于水轮发电机的静稳特性与汽轮发电机存在较大差异,因此,水轮发电机组的低励及失磁保护特性的选用应与汽轮发电机区别对待,否则难以实现其保护功能。

(3) 随着水轮发电机组单机容量的增大,并联支路数量

的增多,定子绕组对地电容会增大,相应的单相接地电流也会增大,单相接地故障可能危及定子铁心。因此,必须针对发电机中性点不同的接地方式,合理地选取发电机定子接地保护的构成原理,以满足保护范围和灵敏度的要求。

2 水轮发电机保护

出于对可靠性的要求,大型发电机保护通常按双套保护系统分别组屏配置,每套配置一套完整的主保护及后备保护,能反映各种故障及异常状态。按照相应规程规范的要求,针对不同的故障种类所配置的保护种类较多,由于篇幅限制,下面仅对近年来研究较多、进展较快的发电机内部故障分析和主保护、定子单相接地故障保护、转子一点接地故障保护、失磁(低励)保护以及发电机失步保护等进行介绍。

2.1 发电机内部故障分析和保护

2.1.1 发电机内部故障的分析

2.1.1.1 发电机内部故障分析的必要性

对发电机定子内部相间短路故障的保护,长期以来,无论国外还是国内一律采用传统的纵差保护,并以发电机机端两相短路校验灵敏度系数 K_{sen} ,当 $K_{sen} \geq 1.5$ 时即认为发电机定子绕组任何相间短路均可灵敏动作,但事实上发电机内部短路故障不同于发电机机端和线路故障。由于国内外各种纵差保护装置在两相短路时的 K_{sen} 肯定大于1.5,所以一般情况下不用校验。对发电机定子内部匝间短路的保护,国内外通常采用单元件横差保护,但对其灵敏度校验却无法进行。鉴于上述原因,以往无论何种绕组结构的发电机都千篇一律采用纵差保护和单元件横差保护。

随着我国水电机组向大型和超大型方向发展,由于这些机组结构复杂、造价昂贵,为了确保这些机组的安全稳定运行,对发电机继电保护的科学配置提出了更高的要求。依据定子绕组的实际结构以及可能发生的不同种类内部故障,通过仿真计算、保护方案比较,以实现各种保护的死区最小,使用电流互感器最少,两种及以上不同原理主保护灵敏动作故障数最多。因此,对发电机内部进行故障分析是非常必要的。

2.1.1.2 发电机内部故障分析方法

对于水轮发电机定子内部绕组短路故障,需要考虑各种可能的短路故障类型,包括同相同分支短路(匝间短路)、同相异分支短路(分支短路)和异相短路(相间短路)。可能发生短路故障的位置需要考虑发电机定子槽内、线圈端部相互交叉点和线圈端部相互平行且相邻的线圈间,发电机定子绕组故障类型如图5.5-1所示。

同步电机定子绕组内部故障时的一个重要特征是电机气隙磁场有很强的空间谐波,因此理想电机模型不再适用。

对称分量法是分析电机不对称运行的传统手段,它是以研究电机电流电压的基波和气隙磁场的基波为基础。交流电机定子绕组发生内部故障时气隙磁场有很强的谐波分量,定子各回路电流也有较强的谐波。这些谐波的存在使得对称分量法的误差增加;气隙磁场谐波的存在还使得对称分量法中的各相序分量间发生依存关系(正序电流与负序电压间或负序电流与正序电压间可能有依存关系),从而丧失了使用对称分量法的优点。

相坐标法可以考虑气隙磁场谐波对参数的影响。但应用相坐标法研究问题是将相绕组作为一个整体来列写方程和计算参数的,定子绕组内部故障时的相绕组不再是一个完整的整体,所以相坐标法也不适合用来分析绕组的内部故障。

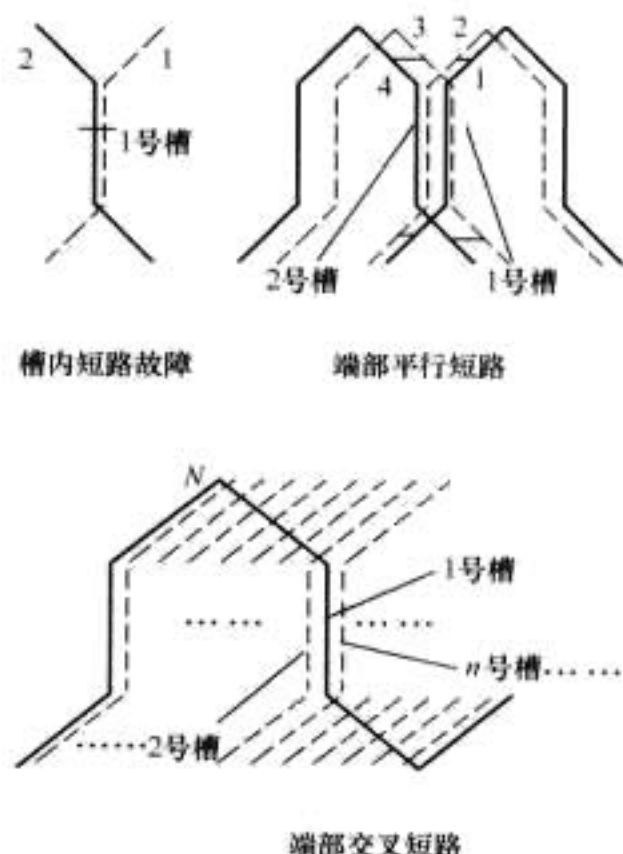


图 5.5-1 发电机定子绕组故障类型图

为了分析交流电机内部各种故障,清华大学提出了交流电机的多回路理论。按照多回路理论,电机被看做由相互运动的多个回路组成的电路,因而可以按一般的电路法则研究电机的运行行为。但是,由于电机转子的旋转,电机各回路的电感参数多是随转子位置而变化的时变参数。在发生内部故障时,电机的电路有了变化,电机的气隙磁场出现了很强的谐波,计算电机的电感参数时必须考虑这些磁场谐波的作用。这就是用多回路法研究电机的主要特点和难点。基于多回路理论的发电机内部故障分析方法按定子分支绕组(含故障回路)、转子绕组以及阻尼绕组的全部网眼来建立多回路方程,以单个线圈为基础计算参数并合理处理各次谐波,通过求解大型代数方程组来获得各分支的稳态电流和电压。

华中科技大学提出了考虑等效阻尼绕组的多分支水轮发电机内部故障暂态仿真计算方法。多分支发电机内部短路故障的仿真,可归结为一组时变的状态方程的求解,由于数字求解过程的耗时近似与状态方程组维数的平方成正比,当状态方程的维数很高时,计算时间急剧增加,同时数字迭代计算所产生的积累误差也比较容易使结果发散。大型水轮发电机转子上的阻尼条很多,状态方程维数大幅度增加,为此,按每极适当合并阻尼条数进行简化,合理降低状态方程的维数,提高了仿真计算的效率,通过仿真对比验证和专门设计的多分支动模机验证,可以满足工程实际需要。

经过国内多个高校和单位的多年工作,对交流同步电机定子绕组内部故障进行了全面的研究,包括数学建模、分析计算、实验验证等,在此基础上对大型发电机定子绕组内部故障提出了保护范围大、灵敏度高的继电保护方案,并经多座水电站发电机组的应用,其效果良好。该研究成果为电机理论、继电保护的科学配置以及发电机的安全运行作出了重要贡献。

2.1.2 发电机内部故障的保护

2.1.2.1 发电机内部故障的保护方案

如前所述,过去对发电机配置纵联差动保护作为内部相间故障保护,横差保护作为定子匝间保护,但往往无法知道这些保护对各种故障的灵敏度以及动作死区大小。现在大型水轮发电机组,依据发电机定子绕组结构及电气参数进行内部故障分析,合理地进行中性点电流互感器配置以及继电保护的配置,使得保护死区最小,可保护范围最大。图5.5-2~图5.5-7是几个大型水电站经发电机内部故障计算分析后所确定的发电机主保护电流互感器的配置,通过几种保护的相互配合可使得保护范围最大。

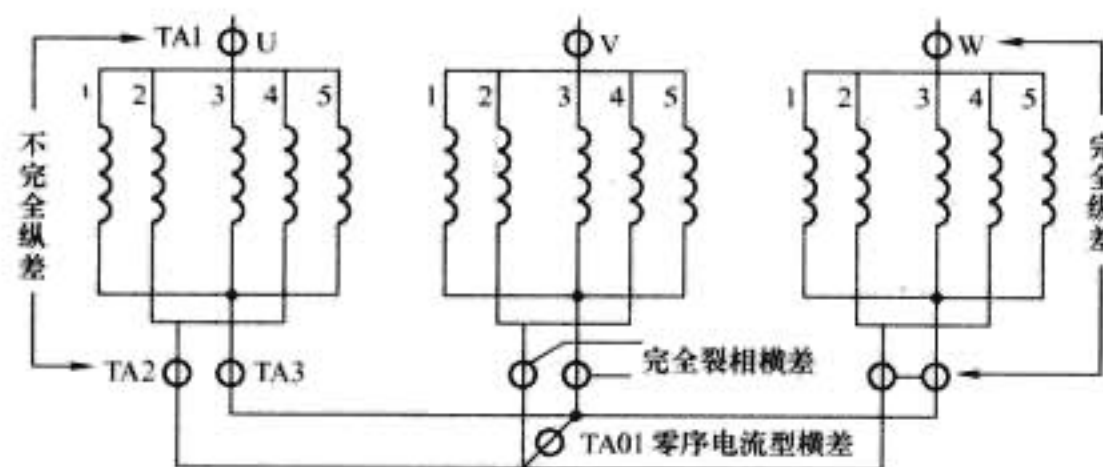


图 5.5-2 三峡右岸电站东电机组 (700MW, 水冷)
主保护电流互感器配置图

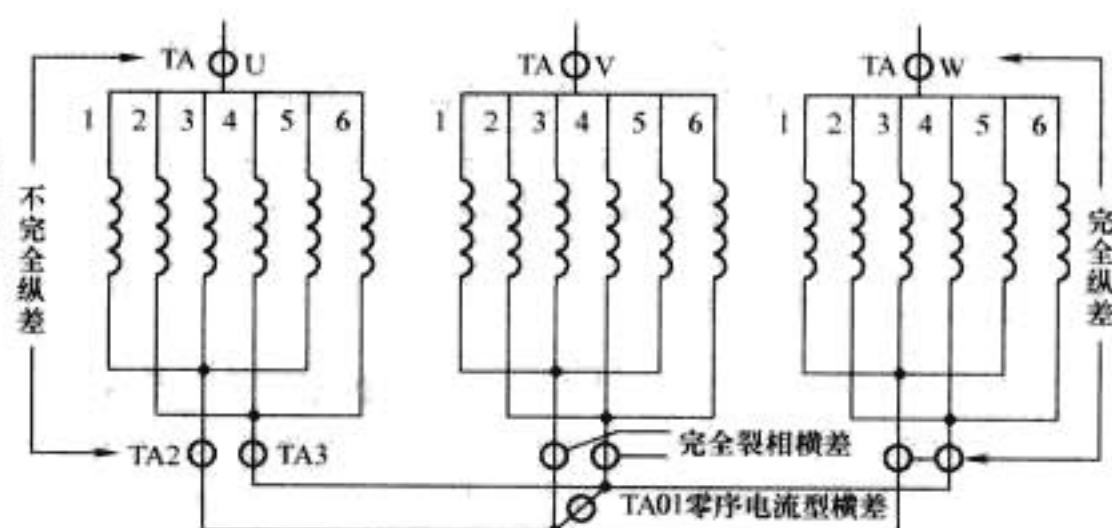


图 5.5-3 三峡右岸电站 ALSTOM 机组
(700MW, 水冷) 主保护电流互感器配置图

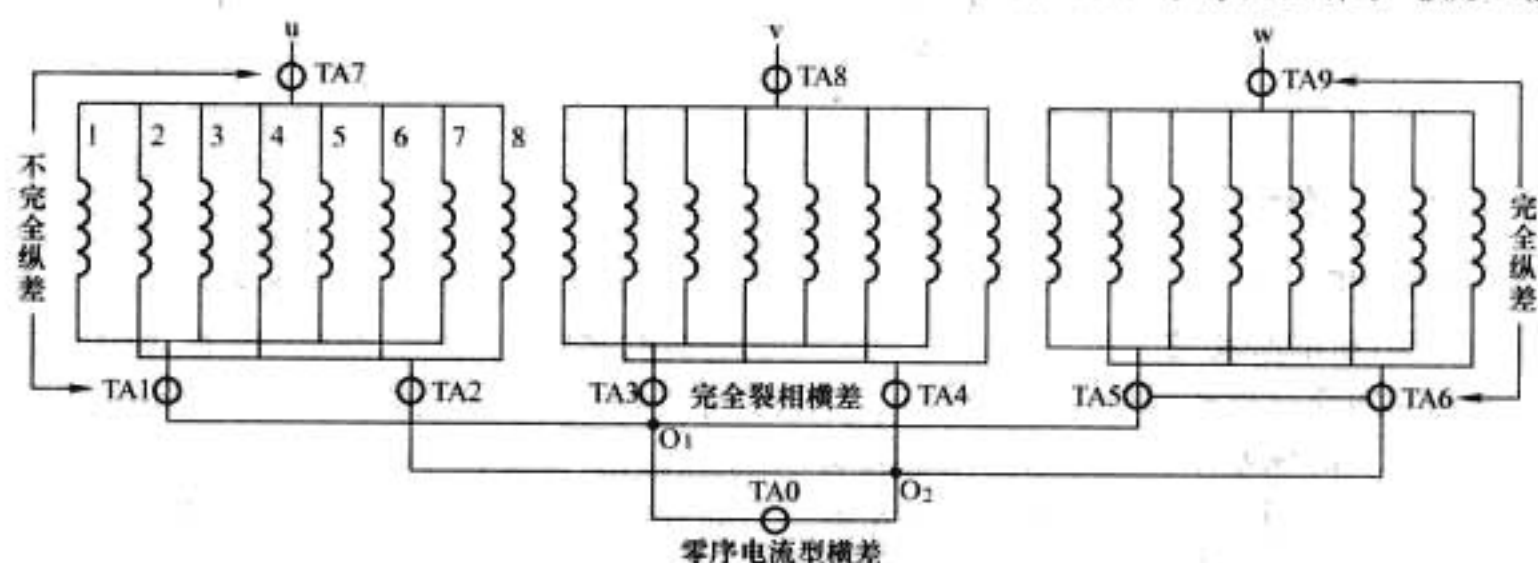


图 5.5-4 三峡右岸电站哈电机组 (700MW, 空冷) 主保护及电流互感器配置图

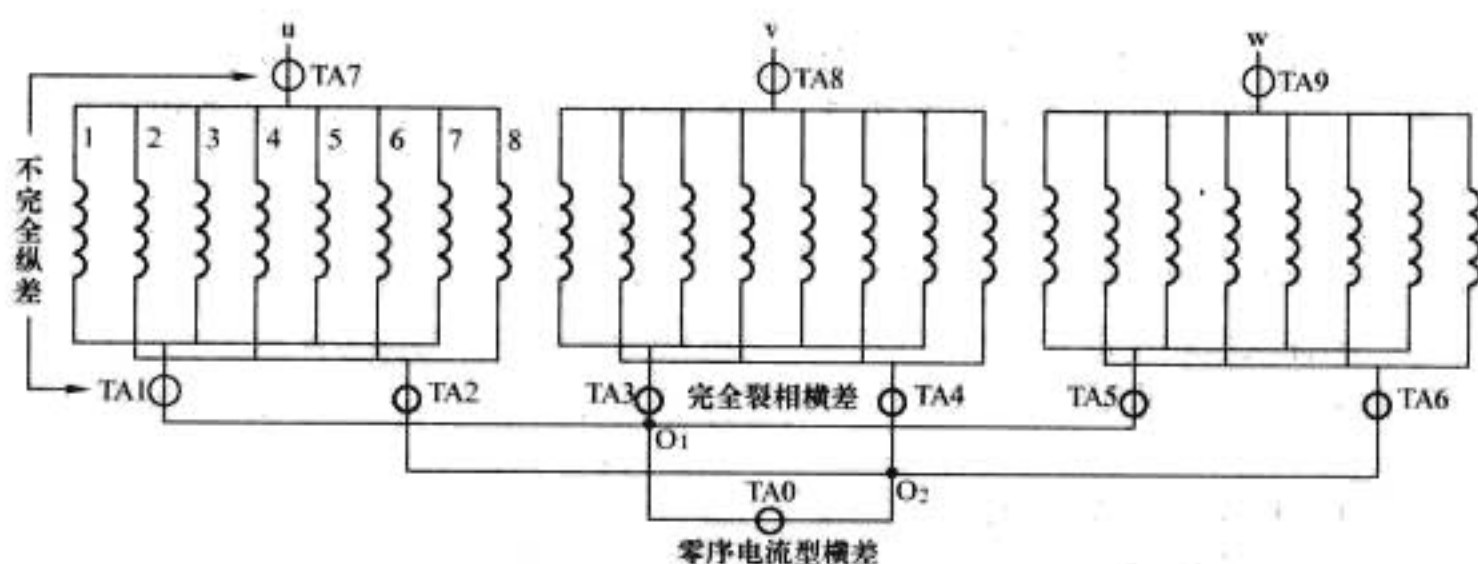


图 5.5-5 龙滩、小湾机组 (700MW) 主保护及电流互感器配置图

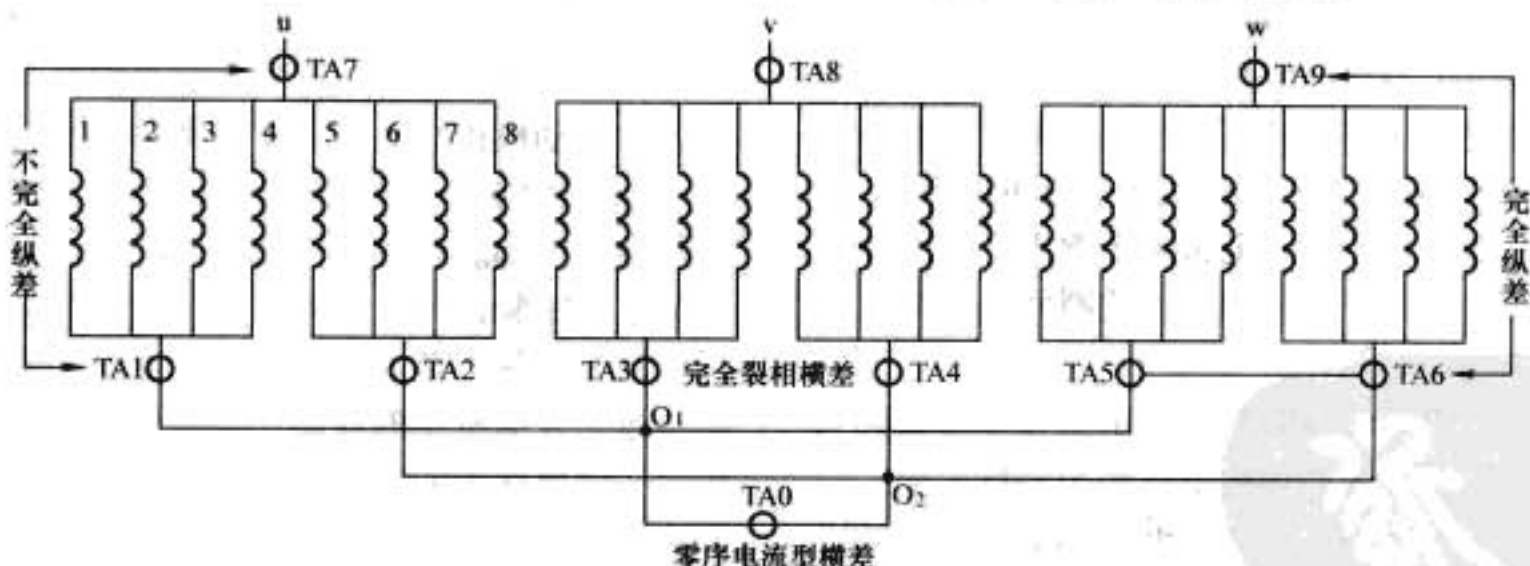


图 5.5-6 构皮滩东电机组 (600MW, 空冷) 主保护及电流互感器配置图
(天阿机组为 1-2-3、4-5-6 分支组引出, 保护及电流互感器配置同东电机组)

2.1.2.2 发电机内部故障的主保护形式

(1) 发电机纵差保护。

发电机纵差保护分为完全纵差保护和不完全纵差保护。

从发电机解列运行和并网运行时各种故障的动作情况分析来看, 完全纵差保护不反映匝间短路, 但对所有的相间短路均能灵敏动作, 即异相短路故障均能可靠动作。不完全纵差保护对同相同分支、同相异分支和异相故障都有一定的保护作用。不完全纵差保护能否取代完全纵差保护, 应视发电

机绕组具体结构进行分析而定。不完全纵差保护能否取代零序电流横差保护, 从零序电流横差保护和不完全纵差保护各自独立的保护效果来看, 前者明显占有优势。

不完全纵差保护的复杂性在于如何选择装设电流互感器的并联分支, 这要通过详细的内部故障计算才能确定。若分支数为 n , 则差动保护的接线方式共有 $(2n-1)$ 种 (包括完全纵差), 当分支数超过 5 时工作量将会很大。因此, 在计算比较各种接线方式的灵敏度时, 可以利用已存在的一些

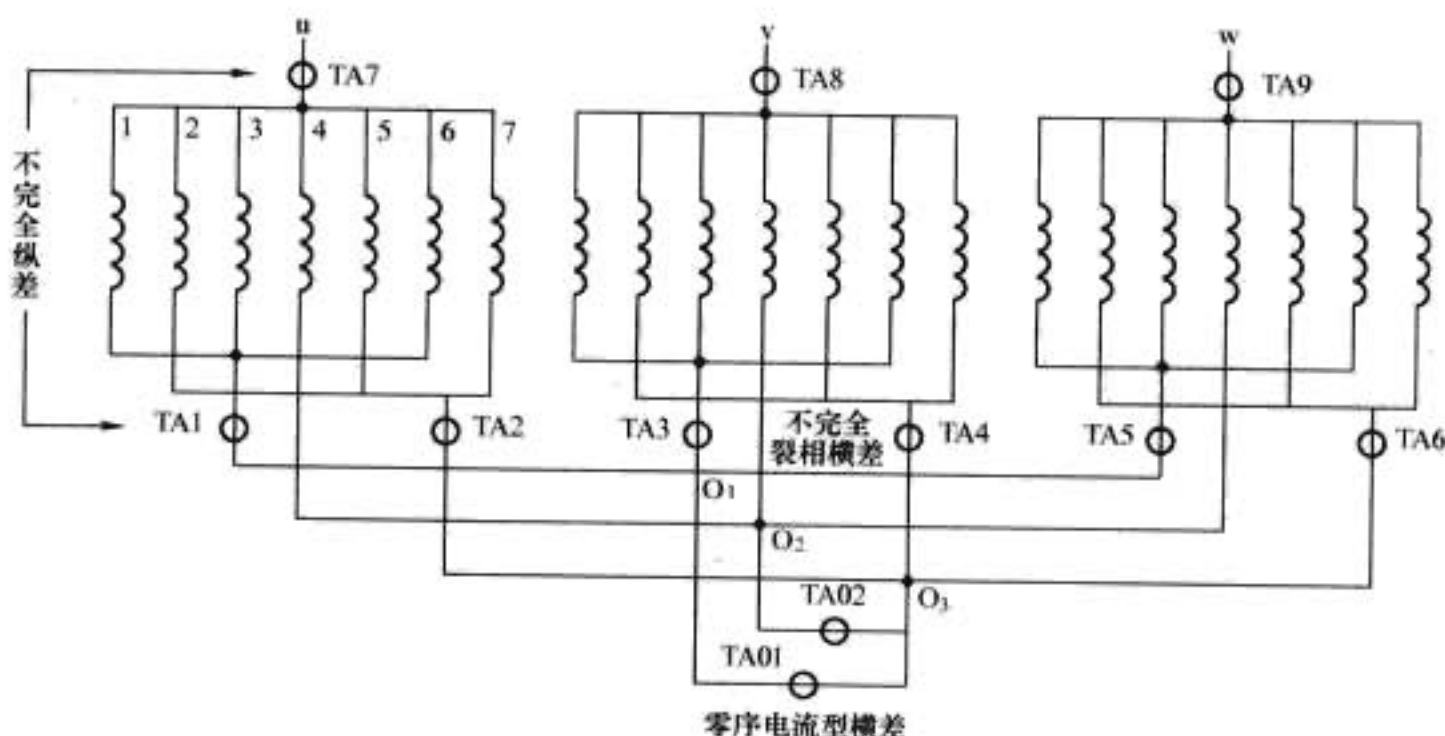


图 5.5-7 拉西瓦机组 (700MW) 主保护及电流互感器配置图

普遍规律，只对那些重要的接线方式进行比较，这种分析方式不会影响评价结果的可靠性。

(2) 发电机裂相横差保护。

发电机裂相横差保护分为完全裂相横差保护和不完全裂相横差保护。

对发电机内部的同相同支以及同相异支短路故障有保护作用。根据发电机绕组结构的不同，不同分支的组合其裂相横差保护对发电机解列运行和并网运行时内部故障的动作情况有所差异，其保护效果要具体分析。

完全裂相和不完全裂相横差保护都具有较高的灵敏度，就保护独立作用时的效果而言，完全裂相横差保护稍强于不完全裂相保护。

(3) 零序电流横差保护。

零序电流横差保护可分为单元件零序电流横差保护和双元件零序电流横差保护。

通过多台不同机组的计算分析，双元件零序电流横差保护的動作情况普遍优于单元件零序电流横差保护，即对于某些短路故障，当单元件零序电流横差保护不能动作时，双元件零序电流横差保护可以动作。是否装设双元件零序电流横差保护，完全取决于现场装设是否方便与保护改善效果（与单元件零差相比）之间的权衡。

零序电流型横差保护、裂相横差保护和不完全纵差保护对内部短路类型各不相同，在实际工程中需对常用的各种原理主保护方案的動作性能进行分析，清楚认识到每种保护的长处（能灵敏反映哪些短路故障）和短处（不反映哪些短路故障），应用“优势互补、综合利用”的设计原则，制定出发电机的主保护和电流互感器配置方案，以达到对发电机内部故障保护范围最大的目的。

2.1.3 发电机差动保护原理的选择

由于大型、特大型水轮发电机一般采用每相多分支绕组及多组中性点的引出方式（一般分为两组），发电机内部故障主保护可以配置完全纵差保护、不完全纵差保护、完全裂相横差保护、不完全裂相横差保护等。当引出多个中性点时，各侧电流互感器的特性可能不再相同，这将导致不平衡电流增加。除了横差保护外，水轮发电机所配置的差动保护一般采用穿越制动特性的保护原理。

2.1.3.1 标积制动式与比率制动式的关系

目前在制动方式中，形式上主要分为两种：标积制动式和比率制动式，它们均具有穿越制动的特征。下面仅以两侧差动保护中最基本的比率制动和标积制动判据进行分析比较，并分析两者之间的关系。

最基本的比率制动判据如下

$$|\dot{I}_1 + \dot{I}_2| > \frac{K_s}{2} |\dot{I}_1 - \dot{I}_2| \quad (5.5-1)$$

最基本的标积制动判据如下

$$|\dot{I}_1 + \dot{I}_2|^2 > -s I_1 I_2 \cos \alpha \quad (5.5-2)$$

式中： α 为 \dot{I}_1 和 \dot{I}_2 之间的相位差。

由式 (5.5-1) 的不等式右侧表达式可得

$$|\dot{I}_1 - \dot{I}_2|^2 = I_1^2 + I_2^2 - 2I_1 I_2 \cos \alpha = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|^2 - 4I_1 I_2 \cos \alpha \quad (5.5-3)$$

将式 (5.5-2)、式 (5.5-3) 代入式 (5.5-1) 可得比率制动的系数 K_s 和标积制动系数 s 的关系为

$$s = \frac{4K_s^2}{4 - K_s^2} \quad (5.5-4)$$

式 (5.5-4) 反映了两种制动方式在原理上是等效的，仅仅是表达方式有所不同。为了改善制动特性，在实际使用中无论采用标积制动还是比率制动的保护判据，均是在式 (5.5-1) 和式 (5.5-2) 基础上进行改进的，也都考虑了电流互感器饱和状态下的保护对策。下面讨论的几种差动保护实用判据，是当前已经在大型多分支水轮发电机上使用的差动保护。

2.1.3.2 目前使用的特大型发电机差动保护判据

(1) 改进型标积制动保护，其動作特性曲线见图 5.5-8，由 3 段直线组成，由水平直线和斜线构成保护動作区，其判据为

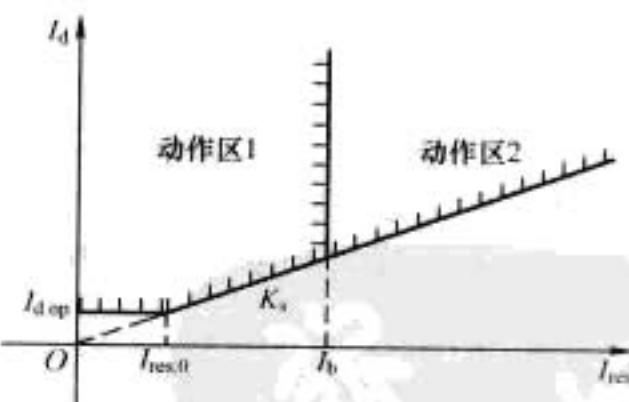


图 5.5-8 改进型标积式差动动作特性图

$$\begin{cases} I_d > I_{d.op} & (I_{res} \leq I_{res.0}) \\ I_d \geq k_s I_{res} & (I_{res} > I_{res.0}) \end{cases} \quad (5.5-5)$$

差动电流为 $I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|$ ，制动电流 I_{res} 为

$I_{res} = \sqrt{I_1 I_2 \cos \alpha}$ ，当 $\cos \alpha \geq 0$ ；

$I_{res} = 0$ ，当 $\cos \alpha < 0$ 。

式中： I_1 和 I_2 分别为机端和中性点侧的电流， α 角为 I_1 和 I_2 之间的夹角， k_s 为制动斜率。

垂直直线 I_b 将動作区分为了两部分：動作区 1 和動作区 2，動作区 1 的動作条件如式 (5.5-5) 所示，而動作区 2

的动作条件为

$$I_d \geq k_s I_{res} \quad (I_{res} \geq I_b, I_1 < I_b \text{ 或 } I_2 < I_b) \quad (5.5-6)$$

与常规标积制动保护相比,改进型保护增加了一个闭锁电流门槛 I_b ,当各侧相电流及制动电流均大于闭锁电流 I_b (通常设置为 1.5 倍发电机额定电流)时闭锁动作区 2。这样当外部故障有大穿越电流或外部发生严重故障导致 CT 饱和时,动作特性的陡度增大至无穷,保护可以有效制动。动作区 2 主要用于改善区内发生轻微故障时保护动作的灵敏度。如内部故障电流与负荷电流可比时,进入动作区 2,此时制动系数较低,提高了保护动作的灵敏性。

(2) 三段折线式比率差动保护,其动作判据为

$$\begin{cases} I_d > I_{d,op} & (I_{res} < I_{res,0}) \\ I_d \geq I_{d,op} + K_{s1} (I_{res} - I_{res,0}) & (I_{res,0} < I_{res} < I_{res,1}) \\ I_d \geq I_{d,op} + K_{s1} (I_{res,1} - I_{res,0}) + K_{s2} (I_{res} - I_{res,1}) & (I_{res,1} < I_{res}) \end{cases} \quad (5.5-7)$$

动作特性如图 5.5-9 所示,第一段折线斜率 K_{s1} 较小,该段保护可使保护对轻微内部故障有较好的灵敏度(制动电流小);第二段折线斜率 K_{s2} 较大,当发生外部短路故障,发电机有较大穿越电流(制动电流大),由于电流互感器饱和程度不一致产生较大不平衡电流时,采用较大的制动斜率,在一定程度上可提高差动保护制动的可靠性。

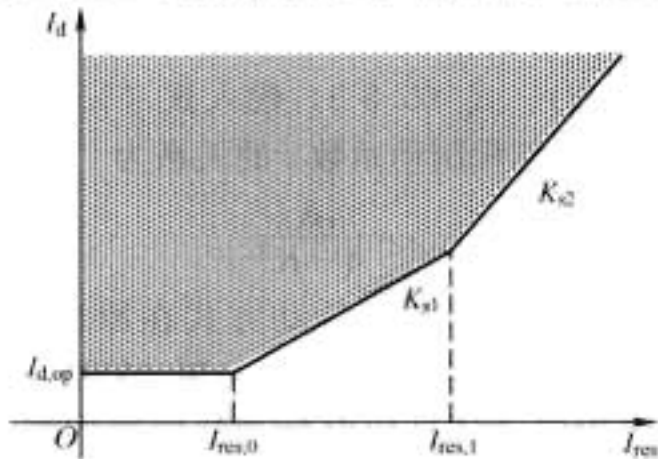


图 5.5-9 三段折线式比率差动动作特性图

(3) 基于采样值原理的综合差动保护:采用相量差动保护和采样值差动保护相结合的方式,相量差动保护采用两段折线式比率动作特性,斜线段的反向延长线经过原点。采样值差动保护判据如下

$$\begin{cases} i_d > i_{d,op} \\ i_d \geq K_s i_{res} \end{cases} \quad (5.5-8)$$

动作特性图如图 5.5-10 所示。采样值差动采用多点计算、冗余判断的方式,可以有效躲过因外部短路故障引起的电流互感器饱和的暂态过程。但是由于采样值差动保护存在着动作模糊区,因此由相量差动来保证保护的灵敏度。

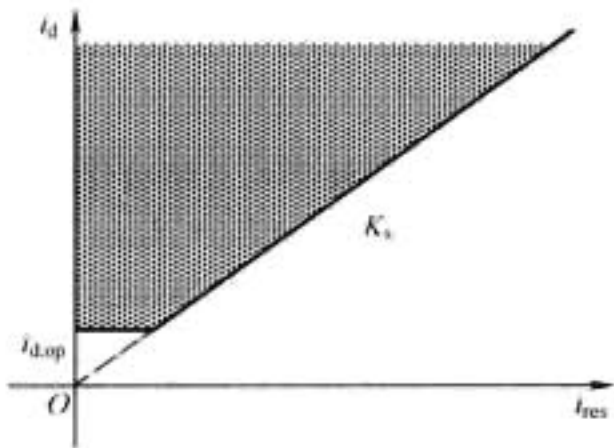


图 5.5-10 采样值差动判据动作特性图

当发生外部短路故障时,如果发电机穿越电流数值较大,则闭锁相量差动保护一段时间(200ms),此时仅开放采样值差动保护,使保护可靠制动。当发生内部短路故障时,两个保护共同作用,使保护具有较高的灵敏度。

2.1.3.3 几种差动保护的对比分析

对于差动保护而言,当发生内部故障时,存在如何在保证保护灵敏度的基础上,又能保证在外部故障引起电流互感器饱和时使保护能够可靠制动的问題。针对这个问题,以上所列举的几种保护,都采用了相应的措施,这些措施具有各自的特点,可以满足大型水轮发电机差动保护的要求。但对于某些情况,一些保护仍然存在着如下不足:

(1) 对于改进型标积制动式保护,由于采用了大电流闭锁功能,增强了外部严重故障下保护的制动能力;同时,对于内部故障时保护灵敏度不会造成较大损失。当发生外部短路,如果由于某些电流互感器严重饱和造成电流不满足电流闭锁条件时,有可能造成保护制动失效。

(2) 三段折线比率差动保护采用变制动系数的方法,来实现内部故障灵敏度和外部故障制动的结合,但是当发生外部故障导致电流互感器发生较严重饱和时,可能无法有效制动。

(3) 基于采样值原理的综合差动保护,采用相量差动和采样值差动元件相结合的方式。与单纯采用相量判据、通过设置动作特性的方法相比,利用了相量元件的高灵敏度和采样值元件较强的躲电流互感器饱和暂态特性的能力,通过逻辑组合使保护可实现灵敏度和可靠制动性的统一。就目前来讲,这是一种简单有效的方法。

从差动保护原理来讲,均采用了专门的电流互感器饱和和闭锁措施。大型发电机要求采用 TPY 型电流互感器,由于 TPY 型电流互感器暂态特性较好,对饱和情况有所改善,因此,是否可以考虑简化差动保护的判别逻辑,这需要进一步研究和分析。

2.2 定子单相接地保护

2.2.1 定子单相接地保护概况

发电机定子绕组的单相接地是发电机最常见的一种故障,往往是相间或匝间短路的先兆,因此定子接地保护是大型机组保护中十分重要的保护,它对于预防定子绕组严重短路故障具有重要意义。

传统定子接地保护方案主要是基波零序电压和三次谐波原理。其中基波零序电压原理必须在定子电压升起后才有效,而且在中性点附近接地有死区,但比较可靠;三次谐波原理有多种实现方法,有些能实现无死区,但都受定子及其相连的设备参数影响大,或者判据稳定性差而不易实现可靠运行。现场运行表明,基波零序电压原理的保护适用于一切型式的发电机,只要整定适当,保护性能可靠;传统的三次谐波电压保护的运行情况却不太理想,主要缺点是灵敏度不足,对于水轮发电机组尤为突出。随着发电机对地电容的增大,保护难度也相应增加。由发电机三次谐波和基波零序电压构成的 100% 定子接地保护方案在国内外已获得广泛应用。

外加电源式定子接地保护主要采用注入恒定频率的低频信号或高频信号(12.5Hz、20Hz、100Hz 等)并跟踪测量的方法,比较注入信号的电压和电流大小,测量发电机定子回路的零序阻抗、零序导纳、注入信号的能量损耗等。外加电源方式的定子接地保护具有不受机组运行状况影响、无死区等特点。在正常运行时发电机由叠加电源引起的对地泄漏电流较小,而发生单相接地故障时,此电流明显地发生改变,通过直接或间接检测该电流的变化,可以发现接地的存在。这种原理既能在 100% 范围内测量定子接地故障,同时也能反映定子绕组绝缘均匀下降,起到对绝缘老化监视的作用。总体来看,大型水轮发电机组的单相接地保护有如下特点:

(1) 绕组对地分布电容大 ($1.4 \sim 2\mu\text{F}/\text{相}$)，增加了大电阻接地检测的难度。

(2) 大型水电机组三次谐波电压变化规律复杂，使有用信号的提取困难。

(3) 为确保机组安全，保护应动作于跳闸停机，要求保护应有更高的可靠性。

2.2.2 定子单相接地保护方案

2.2.2.1 基波零序电压保护

分析表明，发电机定子回路中各点的基波零序电压基本相同，因此作为保护动作参量的基波零序电压可取自发电机中性点，也可取自机端。一般现场整定基波零序电压型接地保护的动作为 $5 \sim 10\text{V}$ 。图 5.5-11 是在几种不同的接地方式下，取定值为 5V 作出的灵敏度曲线，其中横坐标定义为从中性点到短路点的匝数与一相串联匝数的比值。

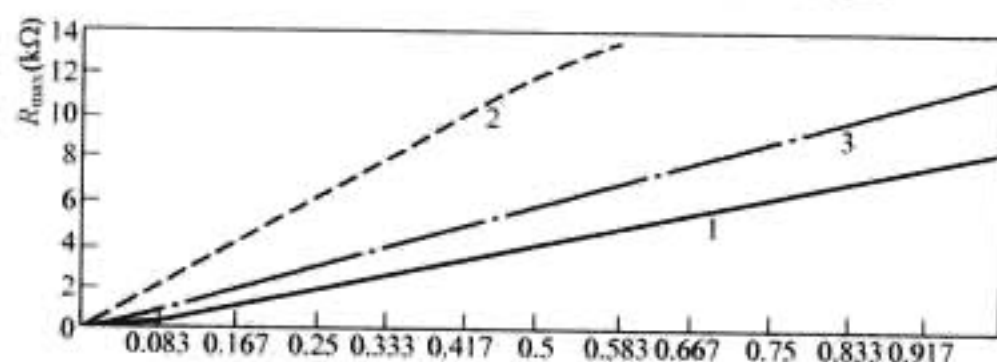


图 5.5-11 几种不同接地方式下取定值为 5V 时的灵敏度曲线

曲线 1—中性点经配电变压器高阻接地；曲线 2—中性点经消弧线圈接地；曲线 3—中性点不接地

以发电机中性点经配电变压器高阻接地为例，从图 5.5-11 可见，在允许过渡电阻为 $8\text{k}\Omega$ 的情况下，基波零序电压保护只能保护发电机机端附近约 $94\% \sim 100\%$ 范围的定子绕组。在距中性点约 40% 的绕组部分，可以实现 $3\text{k}\Omega$ 过渡电阻接地的故障保护。保护灵敏度随故障点与中性点的距离近似呈线性增长，机端的灵敏度为最大。基波零序电压保护在中性点附近的灵敏度普遍偏低，因此必须要引入三次谐波电压保护，以消灭这部分死区。

2.2.2.2 三次谐波电压保护

针对如何利用三次谐波电压来构成定子接地保护以提高保护灵敏度问题，国内外许多学者进行了深入的研究和实践。目前，国外多采用反映中性点三次谐波电压单侧量变化的方案，而国内主要采用机端和中性点三次谐波电压双侧量的变化来构成保护。理论分析和实践已表明，兼用双侧量的方案具有更好的性能。

(1) 常规保护方案，水轮发电机采用的常规保护方案主要有以下三种：

$$\text{方案一: } |\dot{U}_{3n}| < \beta_1 \quad (5.5-9)$$

$$\text{方案二: } |\dot{U}_{3s}| > \beta_2 |\dot{U}_{3n}| \quad (5.5-10)$$

$$\text{方案三: } |\dot{U}_{3n} - K_P \dot{U}_{3s}| > \beta_3 |\dot{U}_{3n}| \quad (5.5-11)$$

式中： K_P 为可调整的复比例系数。

方案一是国外应用较多的一种方案，即中性点三次谐波低电压保护，该方案受系统运行方式的影响较大，灵敏度也不高。方案二、三均利用了 U_{3s}/U_{3n} 比值的变化来反映定子接地故障。真机试验表明，发电机正常运行时， U_{3s} 和 U_{3n} 及其比值也随运行工况如输出有功功率和无功功率而变化，这牵涉到许多难以事先考虑的因素。以励磁气隙磁密 B_f 为平顶波的凸极发电机为例，由于纵轴电枢反应对三次谐波励磁磁通势起助磁作用，随着感性负载的增大，电枢反应对三

次谐波的助磁作用增大，并且励磁磁密的三次谐波也在加大，必然导致发电机三次谐波电压增大，所以 U_{3s} 、 U_{3n} 会随着运行工况而变化。但其 U_{3s}/U_{3n} 比值却改变很小，尤其是 U_{3s} 、 U_{3n} 的相位差随输出功率的变化很小，基本上可将绝缘正常发电机的 U_{3s} 、 U_{3n} 相位差变化量近似为零，因此可以认为 U_{3s}/U_{3n} 是一个常数。根据上述分析，方案二、三都将具有较好的稳定性。

计算结果表明上述各种保护方案具有如下特性：

1) 方案一、二灵敏度明显低于方案三。方案一在中性点处只有 100Ω 左右，不能有效反映中性点附近经过渡电阻的接地故障。在各种接地方式下，方案二虽然增加了对 U_{3n} 幅值的修正回路，但其灵敏度也不高，这主要是在正常情况下它具有较大的制动量。当经高阻接地时，只能保护中性点处约 $1.4\text{k}\Omega$ 的短路故障。

2) 方案三在动作回路中引入幅值和相角调节系数 K_P ，因而可以较大幅度地减小动作量，从而降低制动量，灵敏度有很大的提高。但方案三由于 K_P 的选取与发电机运行方式有关，不宜选得过低，灵敏度仍然受到限制。

3) 发电机中性点接地方式影响各保护方案的灵敏度，不同接地方式下的保护灵敏度有很大区别。

(2) 自适应保护方案。

由于发电机正常运行方式改变和系统振荡引起的机端和中性点三次谐波电压及其比值的变化较定子接地故障时引起的变化相对要缓慢得多，而微机强大的记忆和计算功能使保护能自动跟踪这种变化，从而实现自适应保护。目前普遍应用的自适应保护方案（方案四）为

$$\left| \dot{U}_{3s}(t) - \frac{\dot{U}_{3s}(t-t_{cc})}{\dot{U}_{3n}(t-t_{cc})} \dot{U}_{3n}(t) \right| > \beta_4 |\dot{U}_{3n}(t)| \quad (5.5-12)$$

式中： t_{cc} 为计算间隔，一般取两个或三个工频周期。

从形式上看方案四与常规的方案三相同，只是采用了适时跟踪的调整系数，因而制动系数 β_4 的整定不受发电机结构和工况的影响，只取决于跟踪计算误差。正常运行时，方程左侧动作量近似为零，因此制动系数 β_4 可取得很小。故障发生时三次谐波电压分布发生突变很容易满足判据，由图 5.5-12~图 5.5-15 中曲线 4 ($\beta_4=0.06$) 可以看出，其灵敏度较常规保护方案三有很大提高。图中曲线 1、2、3、4 分别为方案一、二、三、四在不同接地方式时的灵敏度，横坐标为从中性点到短路点的匝数与一相串联匝数的比值。

方案四利用了计算机的记忆功能，跟踪发电机的运行工况，实现了“自适应”，取 $\beta_4=0.06$ 时，中性点短路的保护灵敏度为 $6.45\text{k}\Omega$ 。

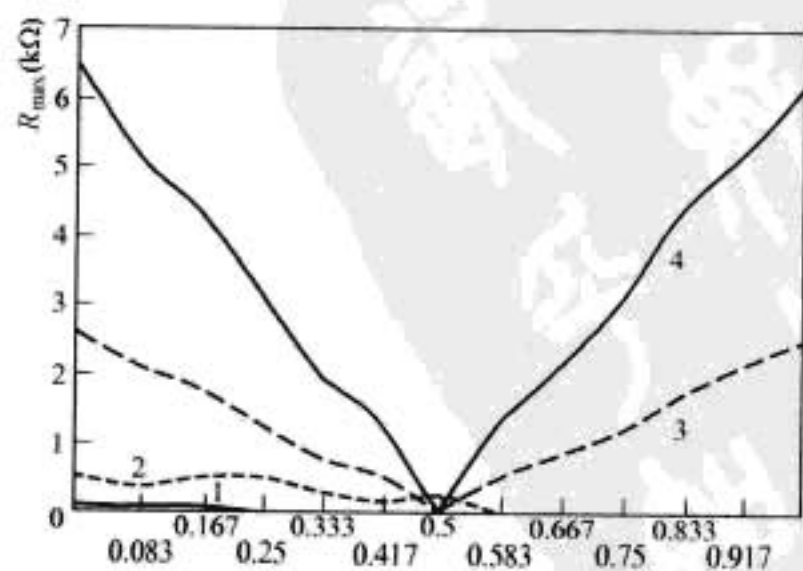


图 5.5-12 经配电变压器高阻接地各方案灵敏度比较
为了提高接地保护的灵敏度，可以采用自适应方案对发

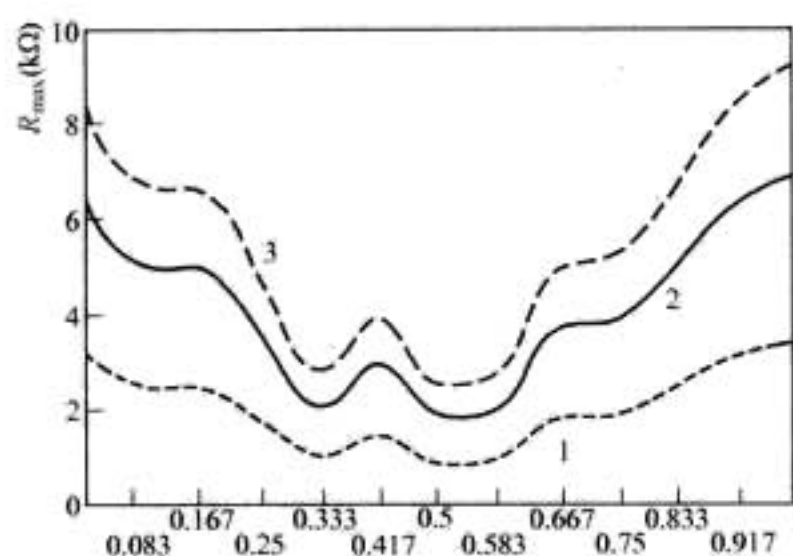


图 5.5-13 经消弧线圈接地各方案灵敏度比较

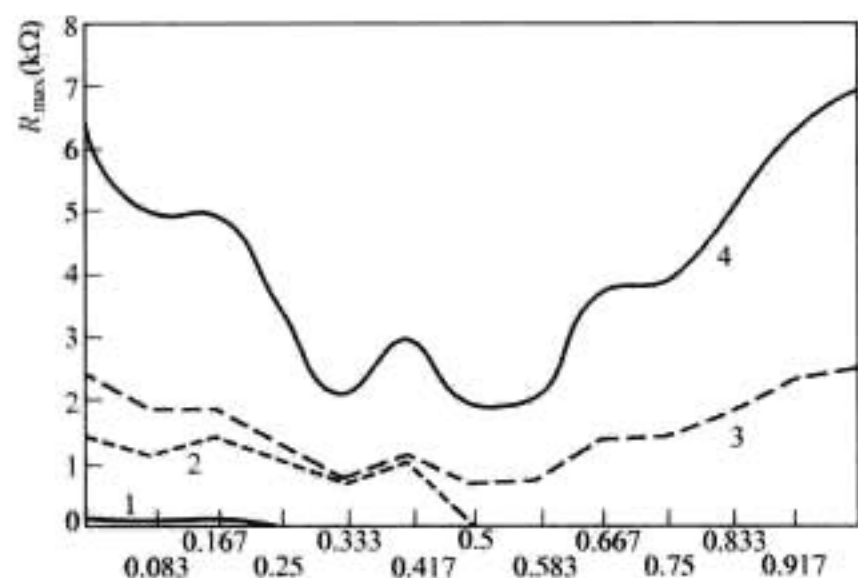


图 5.5-14 不接地时各方案灵敏度比较

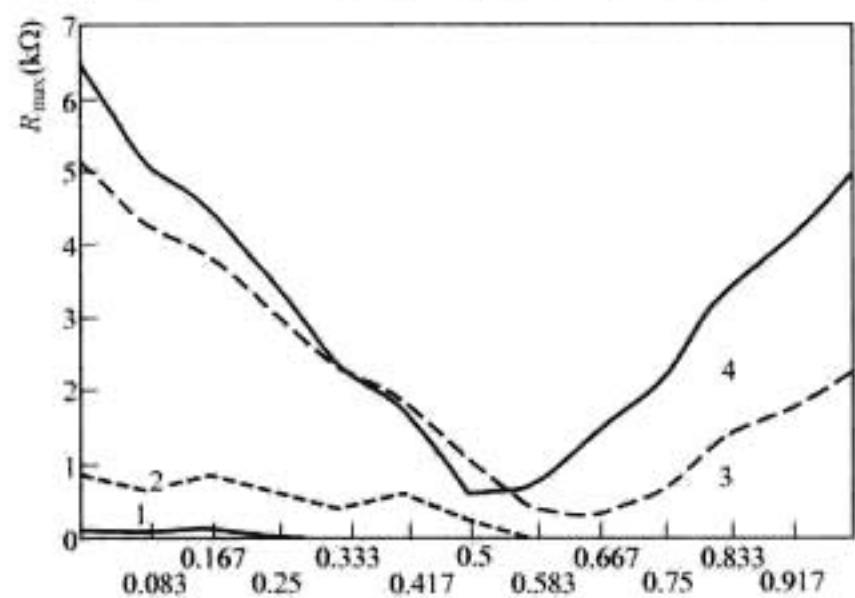


图 5.5-15 经配电变压器高阻接地时各方案的灵敏度比较
电机正常运行状态下,不同有功功率和无功功率、机端和中性点三次谐波进行预测。

(3) 故障分量定子接地保护。

水轮发电机发生定子单相接地故障后,机端和中性点侧的三次谐波电压增量可认为近似相等。但是当系统运行方式变化或其他原因引起机端和中性点侧三次谐波电压变化时,一般表现为机端和中性点侧三次谐波电压的变化量的比值近似不变,并且它们变化量的相角差将接近 180° (近似于正常运行时的规律)。因为不管系统运行方式怎样变化,电容值怎样受温度条件等的影响,定子绕组的感抗和电阻远远小于它的容抗这一事实是不会改变的。根据这一特点,可以构成相应的故障分量保护方案。采用故障分量后的定子单相接地保护将会有很高的可靠性,灵敏度与故障电阻 R 几乎没有关系,因此必然会取得很高的保护灵敏度。当然,实际情况要比这种简化分析复杂。例如当接地电阻很大时,将由于无法正确取出保证计算精度的故障分量,使灵敏度仍然受到 R 的限制。

2.2.2.3 外加电源式定子接地保护

发电机正常运行时整个三相定子回路对地是绝缘的,而

发生单相接地故障时这种对地绝缘就被破坏,利用这个最直接的特征来区分正常运行和接地故障。方法是在发电机定子回路与大地之间加一个信号电源。正常运行时,这个信号电源产生很小的电流,发生接地故障后,该电源产生的电流增大,使保护动作。

一般认为,外加电源方式的定子接地保护应有以下几个特点:

(1) 外加信号电源的频率不一定使用工频,以便明确区分正常运行时的工频电流和接地故障时的信号电流。

(2) 外加信号电源必须保证高可靠性。

(3) 从理论上讲,这种方案的灵敏度可以非常高,只要相应提高外加电源的电压就可实现。实际上由于发电机单相接地电流不应过大,另外从保护装置本身的安全和经济等出发,外加电源电压不宜过高,因此这种保护方案的灵敏度也是有限的。

(4) 外加电源方式的定子接地保护能反映定子绕组绝缘均匀下降,因此它可对绝缘老化起到监督作用。

外加电源方式的定子接地保护,在发电机正常运行时,应使外加电源在三相定子绕组对地电容上流过的电流尽量小。从这点出发,外加电源频率应尽可能低些,但频率最低的外加直流电源方式又使一、二次电路直接相连,并且在隔直电容的充电过程中可能造成保护装置投入时的误动作,隔直电容还会使保护的动动作延缓。此外,从目前的调查结果看,外加直流电源的定子接地保护运行情况不太理想。因此外加直流电源的定子接地保护不是理想的定子接地保护。

外加 20Hz 电源的保护方案,通过在配电变压器二次电阻上叠加交流信号来实现保护功能,设计上比 12.5Hz 的方案简单,运行情况良好。但注入 12.5Hz 电压的保护方案同样也有其独特的优点,如具有很高的抗干扰性等。随着发电机单机容量的逐渐增大,保护难度相应增大,注入式定子接地保护的应用将更为广泛,因此,有必要对它的各种动作特性进行分析,以便对其做客观评价。

(1) 外加电源频率和内阻对保护灵敏度的影响。

以外加 20Hz 交流电源为例,考虑电源从中性点注入。正常运行时,发电机三相对地电容电流有小量的 20Hz 零序电流。发电机发生单相接地故障后,通常认为定子回路零序阻抗将大大减小,20Hz 零序电流骤增。若以该电流作为保护动作电流,发生接地故障后保护将能可靠动作。

对中性点经配电变压器高阻接地的发电机,低电源内阻的保护灵敏度要比高电源内阻的保护灵敏度高,这说明注入式定子接地保护的效果与注入电源的内阻有关。在低电源内阻的情况下,故障前后的电流相量的变化幅度要大于高内阻的场合,这对计算精度和保护灵敏度的提高都是非常有利的,因此外加电源的设计应减小内阻值。

保护效果与接地方式有很大关系。如果单独以电流作为动作依据,则对经配电变压器高阻接地的发电机来说,保护效果随电源频率增大而降低,而对经消弧线圈接地的发电机则呈相反的趋势。因此,对中性点经消弧线圈接地的发电机,可以通过降低外加电源的内部电阻和适当提高注入电源的频率以增大 X_L 提高定子接地保护的灵敏度。而对中性点经配电变压器高阻接地的发电机,则应通过同时降低外加电源的内阻和频率来提高保护灵敏度。

(2) 注入方式对保护的影响。

外加电源可以从发电机中性点侧注入,也可以从发电机机端注入。低频外加电源从机端接入时,它能够有效传到发电机侧的电压值只有输入值的 $1/3$ 。这种 $1/3$ 的比例关系虽

然可以通过改变开口三角的变比或接入一个变比为 3/1 的电压互感器来校正, 但开口三角的变比通常是不能任意更改的。对低频电压来说, 额外接入一个电压互感器无疑又会增加电源注入的复杂性, 同时它还会影响保护方案的灵敏度(改变外加电源内阻)。综合考虑其他因素的影响, 从测量精度和装置研制的角度来说, 外加电源从中性点侧接入要更合理一些。

2.3 励磁回路接地保护

发电机磁场回路是一个不接地系统, 因此, 一点接地故障通常不影响发电机的运行。但是如果发生第二点接地故障, 磁场的部分绕组将被短路, 将在机组中产生不平衡气隙磁通, 这种不平衡的气隙磁通可引起转子的振动并很快危及机组; 此外由不平衡电流导致温度不均衡, 也能引起与振动类似的危害。第二点接地发生的几率比第一点接地发生几率大, 因为第一点接地后, 为定子暂态过程在磁场中的感应电压建立了一个接地参考点, 因此增加了磁场绕组中另一点接地的几率。

磁场绕组一点接地保护方案较多, 所采用的主要方式有电桥式、乒乓切换采样式、叠加直流电压式、叠加工频交流电压式、利用导纳继电器的叠加交流电压式以及低频方波电压注入式。目前大型机组采用较多的是如下几种方案:

2.3.1 交流信号注入转子一点接地保护

注入源采用 12.5Hz 低频方波电压信号, 注入信号通过电阻 R_{Pr} 、 R_{Er} 和耦合电容 C_1 、 C_2 输入到励磁回路中, 保护接线如图 5.5-16 所示。如果励磁回路有接地故障, 故障电流将通过接地点形成回路, 保护通过检测注入源输出的电压 U_g 和电阻 R_{Er} 两端的电压 U_m , 计算出接地电阻的阻值, 从而形成对励磁回路接地故障的保护。优点是响应时间快, 缺点是受转子对地电容的影响, 并且励磁绕组的对地电压长时间作用在耦合电容上, 励磁回路的谐波可能造成电容发热而运行不稳定。

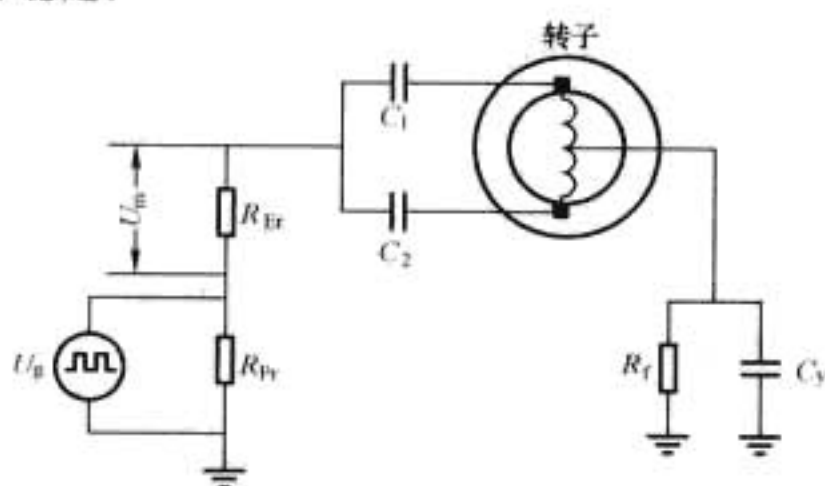


图 5.5-16 交流信号注入转子一点接地原理图

2.3.2 变极性直流电压注入转子一点接地

由 7UM62x 装置输出的控制电压 U_c 经 7XT71 装置变压后输出幅值为 50V、频率为 0.5~4Hz (频率可调) 的方波电压 U_g (如图 5.5-17 所示)。该电压源的一端通过 7XR6003 单元 (内含两个阻值为 40kΩ 的耦合电阻 R_s) 与励磁绕组两端相连; 另一端经测量电阻 R_m (低阻 375Ω) 和

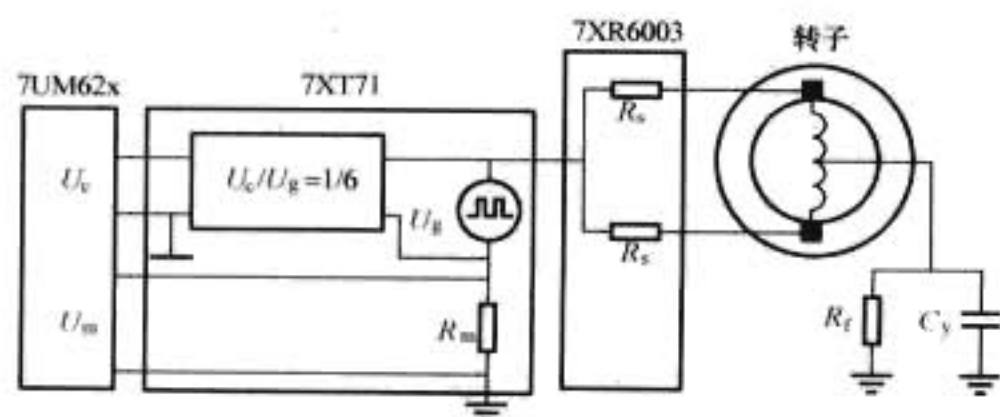


图 5.5-17 变极性直流电压注入转子一点接地原理图

转子接地电刷相连, 通过测量电阻 R_m 两端的电压 U_m 来计算励磁绕组接地电阻 R_f 的数值。由于保护采用高阻耦合至转子正负极之间, 不会产生电容耦合时受励磁高次谐波的影响而发热等问题。该保护的优点是能够测量高阻故障, 灵敏度高, 不受转子对地电容的影响, 运行稳定。缺点是需要固有时间来测量电阻, 不能够反映瞬时性故障。

2.3.3 切换采样转子一点接地保护

保护采用切换采样原理 (乒乓式), 工作电路见图 5.5-18。切换图中 S1、S2 电子开关, 得到相应的回路方程, 求解四个不同的接地回路方程, 实时计算转子绕组电压、转子接地电阻和接地位置, 即可得到转子接地电阻 R_g , 接地位置 α 。此保护其优点是不需要注入源, 硬件结构简单, 不受转子对地电容的影响, 运行稳定。缺点是同样需要固有时间来测量电阻, 不能够反映瞬时性故障; 另外, 因为没有注入源, 只有在转子升压后才能反映接地故障, 但转子绝缘下降往往发生在长期停机的时候。

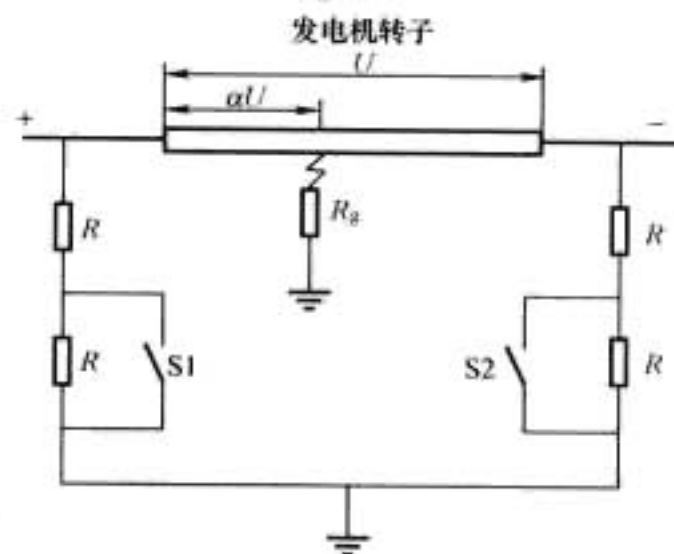


图 5.5-18 切换采样转子一点接地原理图

2.3.4 外加电源切换式的转子一点接地保护

图 5.5-19 采用的注入电源为将 220V 交流电压进行变压后, 再经整流电路输出的一个恒定直流电压, 由电子开关来回切换实现注入电压极性的交变。S1 和 S2 为两组电子开关, 装置工作过程中, S1 和 S2 不断开合, 但任何时候只允许一组开关处于闭合状态, 切换周期一般取为 0.25~1s。 R_{g1} 、 R_{g2} 、 R_{g3} 为分压电阻, 通过测量电阻 R_{g1} 两端的电压, 可计算得到注入电压 U_0 的大小。 R_m 为测量电阻, 在开关处于不同的状态时, 通过测量 R_m 两端的电压, 计算接地电阻 R_f 的数值。该保护的优点是能够测量高阻故障, 灵敏度高, 不受转子对地电容的影响; 此外, 在转子不运行仍可检测对地电阻。缺点是需要固有时间来测量电阻, 不能够反映瞬时性故障。

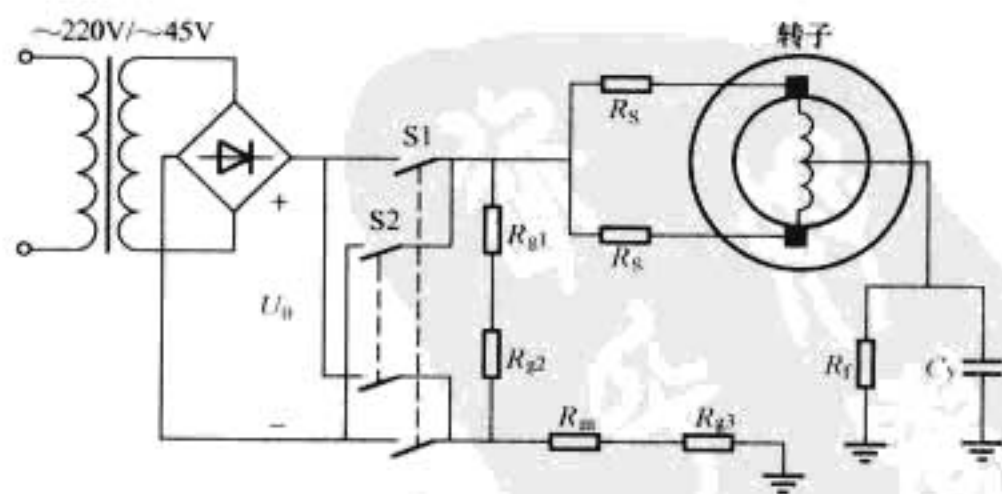


图 5.5-19 外加电源切换采样转子一点接地原理图

2.4 失磁保护

2.4.1 失磁保护的必要性

水轮发电机励磁全部或部分消失, 是由于如磁场断路器跳闸、磁场开路、磁场短路 (滑环闪络)、调节器系统故障

或励磁系统电源消失等事故所导致。无论什么情况,失磁会使水轮发电机和系统处于非常不利的运行状态。

由于水轮发电机是凸极机,通常失磁后可带20%~25%的额定负荷且不会失步。实际带负荷能力与机组和系统的特性有关。机组运行在零励磁附近通常需要减少负荷,以接受线路充电电流。然而,当水轮发电机带满负荷时发生失磁,大的电流在非常短的时间内可能导致转子和定子绕组严重过热和定子铁心端部过热,危及定子绕组、磁场绕组和/或阻尼绕组,并消耗系统无功功率。基于上述原因,国内外对水轮发电机的失磁故障均采取保护动作于停机的处理方式。

2.4.2 失磁保护的方案

根据失磁故障后相关电气量的变化,设置相应的保护判据。这些保护判据可分为主判据和辅助判据。

2.4.2.1 主判据

目前广泛使用机端阻抗判据构成发电机失磁保护的主判据,对水轮发电机(凸极机)而言,阻抗判据采用静稳边界的阻抗苹果圆动作特性是合适的。

定子侧静稳边界阻抗判据的动作特性如图5.5-20所示。

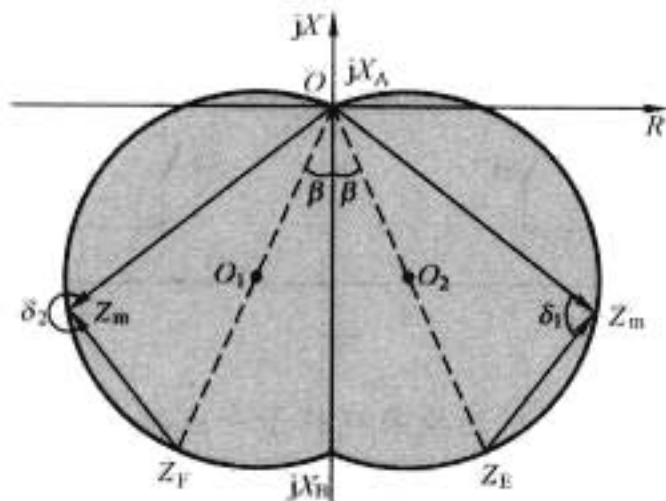


图 5.5-20 静稳边界阻抗苹果圆判据动作特性

图5.5-20中的阴影部分为定子侧静稳边界阻抗判据的动作区域,其动作区域为苹果圆特性,是因为在实用中为了避开外部短路及进相运行振荡的影响,使其特性逼近静稳边界。机端阻抗边界曲线的形状可由 X_A 、 X_B 和 β (偏移圆圆心与坐标原点的连线相对于纵轴的偏移角)3个定值进行整定,取 $X_B = -X_d$, $X_A = 0$, $\beta \neq 0^\circ$ ($< 90^\circ$),构成逼近静稳边界的苹果圆特性阻抗判据。

2.4.2.2 辅助判据

辅助判据由转子侧电压判据、三相低压判据以及闭锁判据等部分组成。

(1) 转子侧电压判据。

失磁保护只采用定子侧判据(阻抗判据、低压判据)时,在非低励、失磁故障的某些异常工况下会发生误动。为防止保护误动,需采用转子侧辅助判据。转子侧判据采用等励磁电压判据和变励磁电压判据相结合的方式。

等励磁电压判据: $U_f < U_{fd, set}$ (5.5-13)

变励磁电压判据: $U_f < K_{s, set}(P - P_f)$ (5.5-14)

式中: U_f 为励磁绕组电压; $U_{fd, set}$ 为励磁低电压动作整定值,可定为励磁绕组额定空载电压的80%。

此判据可保证发电机在空载及轻载运行情况下失磁时保护能可靠动作,当励磁绕组电压测量回路发生故障时要闭锁此判据。

发电机的励磁电压随发电机的输出有功功率的变化而变化,当发电机有功负载较大时,其励磁电压也相应较大,这就要求励磁电压整定值要随有功功率 P 而改变。即对应一有功功率 P 要求有一相应的、维持静稳极限的最低励磁电

压,此判据即为变励磁电压判据,见式(5.5-14),其中 $K_{s, set}$ 为整定系数, P_f 为发电机最大凸极功率。

将转子等励磁低电压判据和变励磁电压判据结合起来,转子电压判据的动作特性图如图5.5-21所示,阴影部分即为转子电压判据的动作区域。

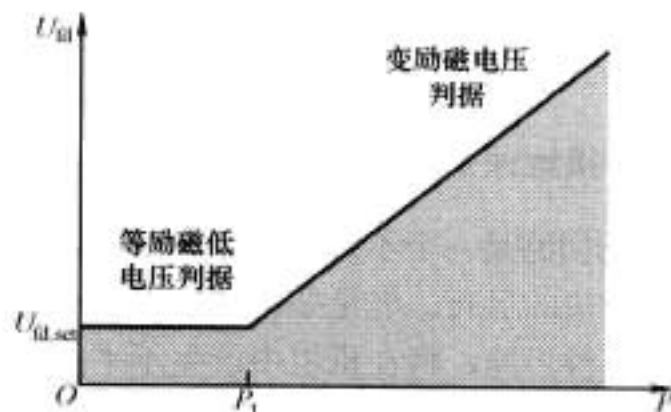


图 5.5-21 转子电压判据动作特性图

(2) 三相低压判据。包括主变压器高压侧低压判据和机端低压判据,均采用三个线电压低压判据通过“与”门出口,并与其他判据相配合。主变压器高压侧低压判据用于判断失磁发电机对系统的影响,动作于发电机解列;机端低压判据用于判断失磁故障对厂用电系统的影响,动作于切换厂用电。

(3) 闭锁判据。

1) TV断线闭锁:当机端电压互感器发生断线时,为防止定子侧阻抗判据误动作,闭锁定子侧阻抗判据;

2) 无流闭锁判据:设置无流门槛,在发电机并网前闭锁失磁保护;

3) 负序电流闭锁判据:其作用是避免在某些故障或异常运行工况下失磁保护的误动。

2.5 失步保护

2.5.1 保护设置的必要性

大型发电机组均与变压器组成单元接线,它们的电抗较大,而且机组的惯性常数相对减小,与之相联的系统等值电抗却较小,一旦发生系统振荡,振荡中心常位于发电机机端附近,使厂用电电压周期性地严重下降,厂用机械的稳定运行受到严重威胁;失步振荡电流的幅值可与三相短路电流比拟,若振荡电流在较长时间内反复出现,其间产生的机械力和热效应将使大型发电机组遭受力和热的损伤。对电力系统来说,当一台发电机与系统失步之后,如果没有及时采取措施,可能扩展到其他发电机,严重时可能扩大到整个系统,造成整个系统的崩溃。因此,对于300MW及以上的大型发电机宜装设专门的失步保护和失步预测装置。

2.5.2 各种失步保护方案的特点

发电机功角变化的状况和发电机本身能量的平衡能力,是衡量发电机运行状况与稳定性的根本,发电机的失步保护与失步预测方案也是围绕这两点进一步发展。

2.5.2.1 间接反映发电机功角变化方案

在简单的双机系统中,假定两侧电势相等的条件下,由于视在电阻、振荡中心的电压、保护装设点的电压电流及其变化率与功角存在一定的函数关系,因此可以通过这些电气量的变化来间接反映功角的变化,如果再加入一定比例的变化率,就具有预测功能。这类保护主要有如下几种类型:

(1) 测量视在电阻 R_m 及其变化率的失步预测保护。

此保护动作方程可以表示为

$$R_m + K \frac{dR_m}{dt} \leq A$$

式中: A 为阈值。

在失步振荡时具有一定的预测功能。但 $\frac{dR_m}{dt}$ 不是时间 t 的线性函数, 而且在故障期间常伴随有网络的操作和变换, 这使得比例预测系数 K 不易整定, 如果太小预测作用不强, 太大又有误动的危险, 在整定过程中需要大量的系统仿真计算。

(2) 测量振荡中心电压 U_m 及其变化率的失步预测保护。

此保护动作方程为

$$U_m + K \frac{dU_m}{dt} \leq B$$

式中: B 为阈值。

在失步前具有一定的预测功能。由于振荡中心电压和功角之间简单的函数关系是在假定两侧电势相等、元件阻抗角都相等的理想条件下给出的, 在实际系统中它不能准确跟踪功角的变化, 所以存在计算误差。另外, 随着网络结构的变化, 振荡中心也不断地变化, 所以预测不是很准确。同样, 比例预测系数 K 不易整定, K 太小预测作用不强, 太大容易引起误动。

(3) 利用机端电压与电流变化率的比值来反映功角变化的失步预测保护。

机端电压变化率和电流变化率的比值与功角在 $0 \sim \pi$ 区域内是一一对应的, 通过这一比值的变化可以直接反映功角的变化。但网络参数变化时, 比值也随之变化, 需要大量的离线计算才能得出它们的对应关系, 而且网络的运行方式很多, 难以充分列举。由于系统不失步的最大首摆角与扰动前系统的功角及扰动后的电网结构等因素有关, 而动作方程的右端以定值给出, 使这类保护不能严格区分稳定摇摆与失步, 而且这类预测很难将预测的提前量反映到时间概念上来。

2.5.2.2 直接测量功角或角速度方案

在正常运行情况下功角变化不大, 当系统发生失步、振荡时, 功角随时间发生变化, 当功角超过系统的稳定极限角时, 发电机与系统发生失步。若能测得功角的大小, 就可以直接判别发电机失步与否。这类保护装置利用通信来获得对端功角或转速, 从而计算出功角差。这类预测保护主要种类及特点如下:

(1) 利用远端单元 RTU 或全球卫星定位系统 GPS 提供同步时钟, 同时采样有关发电机机端的电压、电流, 以测得几个发电机组之间电压的相位差, 采用泰勒级数法或最小二乘法预测将来相角差的变化, 当预测值大于系统稳定极限后执行解列。已知功角后, 也可以采用等面积法来分析发电机的稳定性。

(2) 基于发电机角速度的失步预测方案。首先将电力系统分为两群, 每群选几台具有代表性的发电机, 一个安装于发电机转子上的测速装置用于实时测量转子的转速, 它们之间的相角差通过 $\delta(t) = \delta_0 + \int \Delta\omega dt$ 计算。该保护用功率的变化率启动, 同时根据角速度的变化利用最小二乘法来预测 0.2~0.3s 后的相角, 当预测到两机间相角差超过某一整定值时, 并且下一时刻的预测值递增时认为将出现失步。

此方案由于保护装置要获得大量的实时数据, 数据的测量与传输需要使用通信手段, 一旦通信发生故障, 整个装置都将失效。

2.5.2.3 基于能量原理的失步预测

这类保护通过比较发电机加速面积与减速面积的大小来预测失步, 主要包括基于等面积准则和利用能量函数的失步

预测。

(1) 比较加速能量面积与制动能量面积的失步预测方法。实时计算运行方式, 具有较好的自适应能力, 在扰动消失时刻计算出加速与减速面积, 就能够预测振荡是否为非稳定振荡, 必要时发出失步预测信号。在发电机达到其动稳极限点时就能准确地做出是否将要失步的判断, 便于采取抑振措施, 最大限度地消除非稳定振荡或减少振荡持续时间。但此方法只适合于首摆稳定性的计算, 并且因为保护方案以功率的变化来启动, 所以不适用于静稳破坏的情况, 当计及调速器、重合闸等作用时, 发电机有可能多摆后失稳, 等面积法将很难处理这种情况。

(2) 应用李雅普诺夫直接法确定发电机与系统等值发电机的稳定边界。当系统出现扰动后迭代计算出净加速面积, 当它超过最大减速面积时发出跳闸命令并对跳闸角进行控制。由于李雅普诺夫法确定的稳定边界偏于保守, 而且对高阶的大型电力系统的计算量很大, 因此多用于地区负荷小、主要向系统送电的大型发电机组。

2.5.3 失步保护方案选择

对发电机失步保护来说, 考虑到国内发电机继电保护行业的观点、目前失步保护方案原理以及具体保护装置实现的可行性, 目前发电机失步保护还是采用基于单机一无穷大(等值双机)系统的模型, 即采集本地量而不是采集系统多点量的测量。

由于基于电气量的变化来间接反映功角变化的失步预测方案存在以上所分析的缺点, 基于能量平衡原理的预测方案适用范围存在局限性, 相比之下直接测量功角或角速度的失步预测方案具有较好的应用范围。其实现方法是利用间接的方法计算出发电机与系统之间的功角, 之后利用计算出的功角预测将来发电机的运行状态。

具体的实现方案是在三阻抗元件失步保护的基础上, 根据机端测量阻抗轨迹间接地计算出发电机与系统之间的功角, 判断发电机的运行状态, 并根据功角的变化轨迹采用最小二乘法的多项式拟合预测功角的变化趋势, 从而判断出发电机将来的稳定状况, 完成失步保护的预测功能。

之所以选择此方案还由于以下几点原因: ①从国内外继电保护主要生产厂家的失步保护原理来看, 基本上都采用三阻抗元件原理; ②对三阻抗元件失步保护进行改进, 可实现预测功能; ③三阻抗元件的失步保护原理对发电机运行状态相对鉴别能力强。

3 变压器保护

随着设计和制造技术及工艺水平的不断提高, 电力变压器的可靠性也越来越高, 故障几率越来越小, 但在实际运行中, 由于各种内部或外部的原因, 变压器仍有可能发生各种故障或出现各种异常运行状态。因此, 为了减小变压器故障或异常运行对电力系统的影响, 保证电力系统的安全稳定运行, 同时减小变压器的损伤, 必须根据变压器的容量大小、电压等级等因素, 并结合使用场所的重要程度, 装设高可靠性、高灵敏度、具有选择性和速动性的继电保护设备。

3.1 变压器保护配置原则

对电力变压器的绕组及其引出线的相间短路、绕组的匝间短路、中性点直接接地侧的单相接地短路、外部相间短路引起的过电流、中性点直接接地系统中的外部接地短路引起过电流及中性点过电压、过励磁、过负荷、低压侧单相接地、温度升高、冷却系统故障、油面过低、油箱压力升高等

故障,通常配置变压器纵联差动保护、零序差动保护、过激磁保护、相间后备保护、零序后备保护、变压器过负荷保护、非电量等保护。

大型电力变压器电气量保护按双套保护系统分别组屏原则,分别装于两块保护盘。每块盘配置一套完整的变压器主保护及后备保护,能反映被保护设备的各种故障及异常状态。变压器非电量保护宜单独设置一块保护盘,其电源回路和跳闸出口回路应独立于电气量保护。

3.2 变压器保护方案选择

3.2.1 变压器纵联差动保护

保护反应变压器内部及引出线的短路故障(包括相间短路、匝间短路及大电流系统侧的单相接地短路),保护动作后瞬时动作断开变压器各侧断路器。保护动作时间(故障发生起至保护输出跳闸脉冲止,下同)不大于30ms。

保护采用三相式接线原理的纵联差动保护,能躲开变压器励磁涌流、变压器过激磁和外部短路产生的不平衡电流。可采用二次谐波制动原理或波形判别原理来躲过变压器励磁涌流,采用五次谐波制动原理来躲过变压器过激磁产生的不平衡电流,采用比率制动或标积制动原理来躲过区外短路故障产生的不平衡电流。为了加速变压器内部严重故障的切除,需装设不带制动特性的差动速断保护,保护瞬时动作于断开变压器各侧断路器。

变压器各侧电流平衡与相角调节可由微机保护实现。

对330kV及以上大型变压器纵差保护,宜按暂态要求选择TP型电流互感器。

电流互感器二次回路开路会产生高电压,危及设备及人身安全,加之目前国内外的TA二次回路开路保护器性能不够稳定,因此TA断线时不宜闭锁差动保护。

3.2.2 变压器零序差动保护

变压器零序差动保护主要用于自耦变压器,为了提高双绕组变压器或三绕组变压器高压侧或中压侧单相接地保护的灵敏度,对非自耦变压器,也可设置零序差动保护。保护采用比率制动原理,保护动作后瞬时动作断开变压器各侧断路器。保护动作时间不大于30ms。

3.2.3 变压器过激磁保护

变压器过激磁保护作为反映电压升高和频率降低引起变压器过激磁故障的保护。保护由定时限和反时限两部分组成,定时限部分作用于信号,或同时作用于降低励磁电流;反时限部分作用于断开变压器各侧断路器。

当发电机、变压器采用发变单元接线时,变压器过激磁可由发电机过激磁保护兼顾,不单独装设变压器过激磁保护,保护整定按发电机、变压器两者过激磁能力较低者整定。

3.2.4 变压器相间后备保护

变压器相间短路后备保护,需作为变压器主保护和相邻元件保护的后备。包括复合电压(包括负序电压及线电压)启动的过电流(或带方向)保护、阻抗保护等。

对双绕组升压变压器,一般装于发电机电压侧,也可在低、高压侧同时装设。保护一般设一段或两段时限,以较短时限作用于缩小故障影响范围,较长时限作用于断开变压器各侧断路器。

对有倒送电运行的双绕组升压变压器,需在高压侧装设复合电压启动的方向过电流保护,保护动作于跳开变压器高压侧断路器。

当发电机、变压器采用发变单元接线时,装于变压器低压侧的相间后备保护可由发电机后备保护兼顾,不单独装设

变压器相间后备保护。

3.2.5 变压器零序后备保护

110kV及以上中性点直接接地的电网中,如变压器的中性点直接接地(或经小电抗)运行,对外部单相接地引起的过电流,需装设零序电流保护。保护电流整定值应根据变压器中性点接地方式的变化(直接接地方式或经小电抗接地方式)自动调整。

110kV、220kV中性点直接接地的电网中,如低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,则对外部单相接地引起的过电流,以及因失去接地中性点引起的电压升高,需根据变压器的绝缘类别(全绝缘/分级绝缘)增设相应保护。

110kV以下中性点不直接接地的电力网中,如变压器的中性点不直接接地运行,对外部单相接地故障引起的过电压,需装设零序过电压保护,保护带时限动作于信号。

3.2.6 变压器过负荷保护

变压器过负荷保护设定时限及反时限两部分。定时限部分动作后,作用于信号或自动减负荷;反时限部分动作后,作用于断开变压器各侧断路器。

当发电机、变压器采用发变单元接线时,变压器过负荷保护可由发电机过负荷保护兼顾,不单独装设变压器过负荷保护,保护整定按发电机、变压器两者过负荷能力较低者整定。

3.2.7 变压器非电量保护

变压器非电量保护主要包括:变压器重/轻瓦斯保护、温升保护、压力释放保护、冷却器故障保护等;中性点接地电抗器重/轻瓦斯保护、温升保护、压力释放保护等。

4 母线保护

4.1 母线保护的配置原则

(1) 对35~110kV电压母线,在下列情况下应装设专用的母线保护。

1) 110kV双母线。

2) 110kV单母线,重要发电厂或110kV以上重要变电所的35~66kV母线,需要快速切除母线上的故障时。

3) 35~66kV电网中,主要发电厂的35~66kV双母线或分段单母线,需快速而有选择地切除一段或一组母线上故障时。

(2) 对220~550kV母线,应装设能快速有选择地切除故障母线的保护。对3/2断路器接线,每组母线宜装设两套母线保护。

(3) 500kV以下全封闭电器高压母线可装设一套母线保护。

(4) 对于3~10kV分段母线,可由发电机和变压器的后备保护实现对母线的保护。在需快速而有选择地切除一段故障母线,以保证发电厂及电力网安全运行和重要负荷的可靠供电时,应装设专用母线保护或其他速动保护。

(5) 专用母线保护的设计原则如下:

1) 对于双母线并联运行的发电厂或变电所,当线路保护在某些情况下可能失去选择性时,母线保护应保证先跳开母联断路器,但不能影响系统稳定运行。

2) 为防止误动作,应增设简单可靠的闭锁装置(3/2、4/3接线断路器接线的母线保护除外)。

3) 母线保护动作后(3/2、4/3接线断路器接线除外),对不带分支的线路,应采取措施,促使对侧全线速动保护跳闸。

4) 应采取措施,减少外部短路产生的不平衡电流的影响,并装设电流回路断线闭锁装置。

5) 在一组母线或某一段母线充电合闸时,应能快速而有选择地断开故障母线;在母线倒闸操作时必须快速切除母线上的故障,同时又能保证外部故障时不误动作。

6) 双母线情况下,母线保护动作时,应闭锁可能误动的横联差动保护。

7) 当实现母线自动重合闸时,必要时应装设灵敏元件。

8) 对构成环路的各类母线方式(3/2断路器方式和双母线双分段方式等),当母线短路,该母线上所接元件的电流可能自母线流出时,母线保护不应因此而拒动。

9) 在各种类型区外短路时,母线保护不应由于电流互感器饱和以及短路电流中的暂态分量而引起误动作。220kV母线保护宜由两个TA二次绕组串联以增加容量。

10) 母线保护宜适应主接线各种运行方式,并能满足双母线同时故障及先后故障的动作要求。

11) 母线保护应接在电流互感器的一组专用二次绕组上。在该二次绕组中一般不接入其他的保护装置或测量表计。

12) 当线路上装设纵联差动保护时,为使在母线发生短路故障并伴随断路器失灵以及在断路器与电流互感器之间发生短路时,母线保护动作应短接纵差保护导引电缆的两端,使对侧的纵差保护动作。

13) 当线路上装设闭锁式高频保护时,为使在母线发生短路故障、断路器失灵以及该断路器与电流互感器之间发生短路时,对侧的高频保护装置能动作于跳开断路器,母线保护动作时应使本侧的高频发信机停信。

14) 高压母线的母线保护动作时,应启动断路器失灵保护回路,使在发生母线短路并伴随断路器失灵以及短路发生在断路器与电流互感器之间,失灵保护动作使线路对侧断路器或变压器的另两侧断路器跳闸。

15) 选用电流差动原理的母线保护时,各连接元件应采用相同变比的电流互感器,如某些连接元件的负载电流较小,选择了一次额定电流值较小的电流互感器时,可在二次电流回路中接入中间变流器来调整接入母线保护的电流值;选用相位比较原理的母线保护时,各连接元件的电流互感器可具有不同的变比。

16) 母线保护直流电源应通过专用的供电回路。

17) 为防止由于误通电或误碰出口中间继电器而造成的误动作,通常在母线保护中采取附加的闭锁措施。闭锁措施通常利用低电压、负序电压和零序电压来实现。

18) 母线保护动作后跳开各连接元件的断路器,如某连接元件的对侧无电源时,也可以不跳开该元件的断路器。

19) 330~500kV母线双套主保护宜采用不同原理,电流、电压互感器使用各自独立的二次绕组,直流电源互相独立,各保护出口同时作用于断路器的一、二跳闸线圈,保护的电源及保护设备故障都分别引出信号。

20) 对3~10kV分段母线,宜采用不完全电流差动式母线保护,保护仅接入有电源支路的电流。保护由两段组成:第一段采用无时限或带时限的电流速断保护,当灵敏系数不符合要求时,可采用电流闭锁电压速断保护;第二段采用过电流保护,当灵敏系数不符合要求时,可将一部分负荷较大的配电线路接入差动回路,以降低保护的启动电流。

4.2 母线保护方案选择

4.2.1 常规母线保护

常规母线保护一般采用电流差动原理,简称为母差保

护。母差保护的基本单元是差电流回路。根据差电流回路的特点,母差保护可分为低阻抗、中阻抗、高阻抗三种类型。

4.2.1.1 低阻抗型母差保护

按照选择元件的特点,低阻抗母差保护有固定连接、母联相位比较、母线电压比较等三种形式。母差保护采用分相差动原理,差电流回路由母线上各连接元件同名相TA的同极性二次侧连接到电流差动继电器构成。正常运行方式及区外故障时,根据基尔霍夫电流定律,母线上流入与流出的电流相同,电流差动继电器不动作。母线故障时,母线故障电流即为差动电流,电流差动继电器动作。

低阻抗母差保护要躲避区外故障时差电流回路的不平衡电流。对于稳态情况下的不平衡电流,为保证灵敏度,低阻抗母差保护要求在最大短路电流情况下,TA的比值误差不大于10%。对于非周期分量引起TA饱和等暂态情况,低阻抗母差保护采用带速饱和变流器的差动继电器来躲避区外故障时暂态不平衡电流。当区外故障差电流含有非周期分量时,速饱和变流器迅速饱和以保证差动继电器不误动作。但区内故障时,差电流的非周期分量也将使速饱和变流器短时间饱和,差动继电器只能在非周期分量消失后动作。低阻抗母差保护具有接线简单、造价低等特点,但动作速度慢,对TA特性要求高,不能适应电网稳定要求严格的场合。

4.2.1.2 中阻抗型母差保护

中阻抗母差保护动作速度快,且受区外故障TA饱和的影响小,广泛应用于电网中的枢纽厂站。中阻抗母差保护一般采用比率制动原理,以差电流为动作量,以母线上电流绝对值之和作为制动量,制动系数一般为0.5~0.8。由于采用了比率制动原理,中阻抗母差保护的灵敏度很高,在性能上要优于低阻抗型母线保护。

对于区内故障,中阻抗母差保护采用快速动作继电器,能在故障发生5ms以内即TA尚未出现饱和之前可靠动作;对于区外故障,中阻抗母差保护的差电流回路中设有数百欧姆的电阻,只要由差动保护端子看向TA侧的二次回路总电阻小于此电阻,母差保护就能在发生区外故障时可靠工作。发生区外故障时,如故障TA出现饱和,其励磁电抗下降,由于差动回路电阻的作用,随着TA饱和加深而增加的不平衡电流,也随着饱和TA的励磁电抗的下降而更多地流向出现饱和的TA,并更多地成为制动电流。因此,中阻抗母差保护有着很好地抗TA饱和的能力。

中阻抗母差保护引入隔离开关辅助接点来确定母线的接线方式,当母线接线方式发生变化时,母差保护的差电流回路也能随之改变,保证母差保护的选择性。

中阻抗母差保护采用比率制动原理提高灵敏度,差电流回路引入中阻抗解决了区外故障TA饱和等暂态过程可能引起的母差保护误动作。区内故障时,母差保护不必为躲避TA饱和的影响而延时动作,利用隔离开关辅助触点能使母差保护在母线接线方式发生变化时有良好的选择性,是一种性能优良的母差保护。

4.2.1.3 高阻抗型母差保护

其原理与中阻抗母差保护相近。为防止区外故障母差保护误动作,高阻抗母差保护在差电流回路接入了高阻抗,电阻一般为几千欧姆。对于二次回路电缆较长、比率制动系数较大的情况下,高阻抗母差保护性能要比中阻抗母差保护好得多。高阻抗母差保护也称为电压型母差保护。与中阻抗母差保护类似,高阻抗母差保护对于区内故障也采用TA饱和前快速动作的方式,区内故障动作速度快。

发生区外故障时,差动回路电流很小。TA饱和引起的

不平衡电流一般不会引起过电压。正常保护用闭合磁路 TA 的拐点电压只有几百伏,因 TA 饱和产生的不平衡电流在差电流回路引起的电压会迅速加深该 TA 饱和,TA 饱和加快其励磁阻抗下降,限制了过电压的产生。区内故障时,差动回路将会产生过电压,必须采取相应的限压措施。高阻抗母差保护具有灵敏度高、二次回路接线简单以及调试方便等优点,但存在差动回路过电压问题。高阻抗母差保护的过电压问题,在一定程度上限制了它在电网的应用。

4.2.2 微机母线保护

随着计算机、通信技术水平的迅速提高,促进了微机母线保护的研发与应用。目前实际应用的微机母线保护主要是采用比率制动原理的快速母差保护。

微机母线保护一般没有公共的差电流回路,而是通过对各元件电流进行模数转换后的数字量计算获取差动量和制动量,差动量的获取与低阻抗母差保护相似。采用数字量计算,微机母线保护可以利用软件补偿来解决 TA 变比不一致问题。根据母线保护电流采集单元和主单元的布置特点,微机母线保护可分为集中式、分散式两种类型。

4.2.2.1 集中式微机母线保护

低阻抗型母差保护具有接线简单、易于实现以及造价低的优点,其二次回路主要是差电流回路,而不需要制动电流及隔离开关辅助接点等,因此,可以在此基础上结合微机保护组成集中式微机母线保护。

集中式微机母线保护由主单元和间隔单元组成,集中布置在一块保护屏内。将各间隔单元的电流回路直接接入主单元,由主单元对差电流结果进行判断,并将对差电流的判断结果利用通信网络传至各间隔单元,由各间隔单元再根据主单元发送来的差动电流情况按照本单元所处母线位置及电压闭锁条件等进行判断,确定是否跳闸。

4.2.2.2 分布式微机母线保护

分布式微机母线保护取消了差电流回路,代之以通信网络,主要是利用通信网络来完成各间隔单元与主单元之间数字化电流采集量的传递,将各单元电流采集量集中到主单元后进行分析判断,以通信网络替代差电流回路的分布式母差保护打破了传统观念。主单元除增加了通信功能外,与应用中的微机母线保护原理相同。主单元分布式微机母线保护面临的新问题是大量的电流采集数字量的传递,而电流差动保护对各间隔单元采集的同步性要求也十分严格,即要确保各间隔单元模拟量采集的同步性。分布式微机母差保护是以集中式微机母差保护的原理为基础,以高速通信网络为依托而构成的一种新型保护。该保护的主单元数据吞吐大,在数字处理方面要求高。

4.2.2.3 微机母线保护的优点

由于常规母差保护需要将母线上连接的所有元件的电流回路差接在一起,难以实现分散布置。微机母线保护没有公共的差电流回路,差动量和制动量是通过数字量计算获取的,借助通信网络,容易实现分散布置的要求。与常规母差保护相比,微机母线保护具有更多的优点:

- (1) 可以减少误操作和误碰所导致的母差保护误动作,从而避免引起多个断路器同时跳闸的重大事故。
- (2) 减少了 TA 二次回路电缆,使 TA 二次回路得到简化,也使母差保护与其他保护公用一组 TA 成为可能。
- (3) 容易与线路或变压器的主保护组合以及后备保护相互备用。
- (4) 容易实现分散布置,可以彻底消除厂站不同设备单元间的电气连接,具有节省电缆投资、缩减中央控制室与厂

站占地面等方面优势。

4.3 TA 特性对母线保护的影响

TA 二次负载通常由二次电缆、继电保护设备和一些接触电阻构成。电流差动原理的继电保护对所采用 TA 的特性有着严格的要求。对传统母差保护而言,采用特性一致、变比一致的 TA 是必要的。

分散式微机母差保护没有公共的差电流回路,TA 变比不一致问题可方便地利用软件来补偿,而不像传统母差保护那样需要辅助变流器,TA 特性差异的影响也不那么明显。如果间隔单元下放到开关场,间隔单元与 TA 之间的距离很近,因此 TA 负载很小,10% 稳态误差问题可以不考虑。TA 特性对微机母差保护的影响主要体现在暂态过程引起 TA 饱和问题。

电网发生短路的故障时,短路电流中的直流分量带来的电流偏移,使 TA 铁心容易进入饱和区。在使用重合闸的情况下,如果重合到永久故障上,当第二次短路电流产生励磁的极性刚好与第一次短路电流的励磁相叠加时,即在剩磁的影响下 TA 的饱和将更为迅速。因此,TA 在暂态过程中可能出现的饱和现象对于不同类型的母差保护都需要认真对待。

如前所述,为解决 TA 饱和给母差保护带来的影响,中阻抗、高阻抗型母差保护在差电流回路中串接了一定数值的电阻,从而强迫 TA 饱和引起的不平衡电流不是完全流向差电流回路,而是大部分流向出现饱和励磁电抗下降的 TA。在这种场合下,选用不易饱和的带气隙的 TA 如 TPY、TPZ 型是不必要的,甚至可能给母差保护带来过电压问题,但带气隙的 TA 对二次负担小的微机母差保护是有利的。微机母线保护应用于 220kV 以上电压等级电网时,由于时间常数大(可达 100ms),应采用带气隙 TA。

5 断路器保护

5.1 断路器保护配置原则

对于 220~500kV 电力网中,110kV 电力网的个别重要部分,以及 320MW 以上发电机出口断路器,可按下列规定装设断路器失灵保护:

- (1) 线路采用近后备方式,且断路器确有可能发生拒动时,对 220~500kV 分相操作的断路器,可只考虑断路器单相拒动的情况。
- (2) 线路保护采用远后备方式,且断路器确有可能发生拒动,如果由其他线路或变压器的后备保护切除故障将扩大停电范围(如采用多角形接线,双母线或分段单母线时)并引起严重后果时。
- (3) 如断路器与电流互感器之间距离较长,在其间发生故障不能由该回路主保护切除,而由其他线路和变压器后备保护切除又将扩大停电范围并引起严重后果时,断路器失灵保护的设计原则:

1) 为提高动作可靠性,必须同时具备下列条件,断路器失灵保护方可启动:① 故障线路或设备的保护能瞬时复归的出口继电器动作后不返回;② 断路器未断开的判别元件启动。可采用能够快速复归的相电流元件。相电流判别元件的定值,应在保证线路末端故障有足够灵敏度的前提下,尽量按大于负荷电流整定。

2) 一般可不考虑由变压器保护启动断路器失灵保护。如变压器保护启动断路器失灵保护时,也必须设有相电流

(判别)元件,不允许由非电量保护动作启动失灵保护。

3) 发电机变压器组的保护,宜启动断路器失灵保护。考虑到发电机故障时,发电机保护可能延时返回,为了提高安全性,断路器未断开的判别元件宜采用双重化构成和回路的方式。

(4) 断路器失灵保护动作时间,应按下述原则整定:

1) 宜无时限再次动作于本断路器跳闸。

2) 对双母线(或分段单母线)接线,以较短时限(大于故障线路或电力设备跳闸时间及保护装置返回时间之和)动作于断开母联和分段断路器。

3) 再经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器。

(5) 断路器失灵保护,当采用多元件公用出口时,其出口回路应经闭锁触点控制,以减少较多一次元件被误切除的可能性。

断路器失灵保护的出口回路可与母差保护共用,也可单独设置。当与母差保护共用时,闭锁元件的灵敏系数应按失灵保护的要求整定。

(6) 断路器失灵保护动作时,应对有关断路器自动重合闸装置进行闭锁。

(7) 3/2 断路器接线方式的断路器失灵保护中,反映断路器动作状态的相电流差别元件,宜分别检查每台断路器的电流,以判别哪台断路器拒动。当一串中的中间断路器拒动时,则应采取使对侧断路器跳闸的措施,并闭锁重合闸。多角形接线方式的断路器,可按上述原则处理。

(8) 手动操作断路器拒动,不应启动失灵保护。

(9) 对于 3/2 接线方式的断路器保护与重合闸,断路器保护接受线路保护启动重合闸和启动失灵命令后,除完成重合闸和失灵保护的功能外,在断路器保护内部必须完全具备重合闸三跳功能。

(10) 220kV 及以上电压等级单元制接线的发电机变压器组(除三相联动式开关外),断路器三相不一致保护动作后,开关拒动时应启动失灵保护。

(11) 220kV 及以上电压等级变压器的断路器失灵时,除应跳开失灵断路器侧相邻的全部断路器外,还应跳开变压器其他侧的断路器。

5.2 母线形主接线的断路器失灵保护设计原则

(1) 失灵保护的启动回路,必须同时具备保护动作和断路器失灵两个条件,在断路器跳闸切除故障后,启动回路应快速返回。

(2) 失灵保护的判别元件用专用的相电流元件。

(3) 为改善失灵保护的选择性,一般为两段式,其中以较短时限动作于跳开母联,以较长的时限跳开拒动元件所在母线的其他电源断路器,并分别装设信号和跳闸压板。

(4) 失灵保护与母差可公用出口回路和电压闭锁,但要注意二次接线,防止母差循环自保持和信号混淆问题。

(5) 每个断路器应分别装设失灵启动连接片和跳闸连接片,任一断路器检修时只需停用该断路器的启动连接片和跳闸连接片,不影响整个失灵保护和母差保护的运行。

(6) 母联断路器的失灵保护回路兼作母联断路器与电流互感器之间故障母差保护死区的保护。

(7) 变压器保护一般不启动断路器失灵保护。

(8) 非故障相拒动,不应启动失灵保护。

5.3 多角形主接线的失灵保护

(1) 只考虑线路故障时断路器失灵,不考虑变压器故障

时断路器失灵。

(2) 只考虑线路故障,一台断路器失灵,不考虑两台断路器同时失灵。

(3) 多角形主接线的断路器,既是线路的又是变压器的,故一台断路器失灵只需联切变压器各侧断路器,不需两台线路断路器联跳,失灵保护经变压器差动出口即可。

(4) 四角形接线失灵保护仅联切一台变压器,故出口可不经闭锁。

(5) 四角形接线失灵保护由本断路器重合闸出口和本断路器操作跳闸出口来启动。

(6) 判别失灵的相电流元件应接于本断路器电流互感器回路中。

(7) 两台断路器同时三相跳闸,应发出远切信号,以实现加速切除对侧断路器。

(8) 可设计成两台断路器都单相重合的失灵启动回路和只有一台断路器进行单相重合闸、一台三相跳闸的失灵保护启动接线。

5.4 微机型失灵保护特点

与微机型母线保护类似,微机型断路器失灵保护由 1 个主单元和若干个间隔单元(每个断路器为 1 个间隔)组成。对于断路器失灵的情况,各间隔单元可将本单元断路器失灵的信息通过通信网络传至主单元,由主单元通过通信网络发出先跳母联断路器命令,再发至各间隔单元,由各单元自行判断所处母线位置及电压闭锁条件,确定是否跳闸以保证选择性。

6 厂用电保护及安全自动装置

6.1 厂用变压器保护

6.1.1 高压厂用变压器保护

高压厂用变压器应装设下列保护:

(1) 纵联差动保护:高压厂用变压器容量为 6.3MVA 及以上时,应装设纵联差动保护,作为变压器内部故障和引出线相间短路故障主保护。保护瞬时动作于跳开变压器各侧断路器,当高压厂用变压器高压侧无断路器时,保护应动作于发电机出口断路器、主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。

对 2MVA 及以上的变压器,当电流速断保护灵敏度不符合要求时,或对于某些重要场合,为保证选择性和速动性要求时,也应装设纵联差动保护。

(2) 电流速断保护:对 6.3MVA 以下的变压器,在电源侧装设电流速断保护,作为变压器高压侧部分绕组及引出线的相间短路故障保护。保护瞬时动作于断开各侧断路器,当高压厂用变压器高压侧无断路器时,保护应动作于发电机出口断路器、主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。

(3) 过电流保护:过电流保护用于保护变压器及相邻元件的相间短路故障。保护装于电源侧,保护采用定时限或反时限实现,动作于变压器各侧断路器跳闸。当高压厂用变压器高压侧无断路器时,保护应动作于发电机出口断路器、主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。

(4) 过负荷保护:应装设对称过负荷保护,保护带时限动作于信号。

(5) 单相接地保护:变压器高压侧单相接地由发电机、主变压器低压侧单相接地保护兼顾,不另设单相接地保护;低压侧可由所连接母线的单相接地保护兼顾,亦可单独装设

接地绝缘监视,用于反映低压侧母线和绕组的单相接地故障,保护带时限动作于信号。

(6) 非电量保护:非电量保护包括温升保护、冷却器全停保护、瓦斯保护等。

6.1.2 低压厂用变压器保护

低压厂用变压器应装设下列保护:

(1) 电流速断保护:电流速断保护用于检测变压器绕组内部及引出线上(高压侧)相间短路故障,保护瞬时动作于跳开低压厂用变压器各侧断路器。

(2) 过电流保护:过电流保护用于保护变压器及相邻元件的相间短路故障。保护装于电源侧,保护采用定时限或反时限实现,动作于变压器各侧断路器跳闸。

(3) 过负荷保护:应装设对称过负荷保护,保护带时限动作于信号。

(4) 零序过电流保护:当变压器低压侧中性点直接接地时,零序过电流保护用于保护变压器低压侧单相接地短路故障,保护检测流过变压器低压侧中性线上的电流。保护亦可以由变压器低压侧断路器的接地保护脱扣器实现。

(5) 非电量保护:非电量保护包括温升保护、冷却器全停保护、瓦斯保护等。

6.2 厂用母线保护

厂用 35kV、10kV (6kV) 母线一般不装设专用的母线保护,而是由装设在电源进线上的保护来实现。对于重要场合的厂用 35kV、10kV (6kV) 母线,可装设专用的母线保护,包括母线差动保护、电弧光母线保护,保护动作后作用于跳开母线所连接的所有断路器,电弧光母线保护亦可以只作用于信号。

6.3 厂用联络线保护

6.3.1 相间短路保护

对于单侧电源线路,可装设(限时)电流速断保护作为主保护,过电流保护(可为定时限或反时限特性)作为后备保护。当厂用电网级联较多,为减少级差配合时间,可采用纵联差动保护作为主保护,当线路较长时,还可选择光纤差动保护作为主保护。

对于双侧电源线路,可装设(限时)方向电流速断保护作为主保护、(方向)过电流保护(可为定时限或反时限特性)作为后备保护。当厂用电网级联较多,为减少级差配合时间,可采用纵联差动保护作为主保护,当线路较长时,还可选择光纤差动保护作为主保护。

6.3.2 单相接地保护

可采用有自动选线功能的小电流接地选线装置。

6.3.3 过负荷保护

对可能经常出现过负荷的电缆线路,应装设过负荷保护,保护带时限动作于信号,必要时可动作于跳闸。

6.4 备用电源自动投入装置

水电厂内所有设有备用电源的厂用电源、近区和坝区用电电源均应装设备用电源自动投入装置(以下简称备自投装置)。备自投装置应符合下列要求:

(1) 应保证在工作电源断开后,才投入备用电源。

(2) 工作母线上的电压,不论因什么原因消失时(母线故障除外),备自投装置均应动作。

(3) 备自投装置的最大动作时限应保证自启动电动机不致中断运行。

(4) 母线故障、PT 断线应闭锁备自投装置。

(5) 备自投装置宜设置以下三种工作模式:

1) 全自动模式:当主供电源失电后,跳开主供电源开关,发自投指令按优先级顺序合备用电源开关;当主供电源恢复正常后,自动启动返回程序,断开备用电源开关,合主供电源开关。

2) 半自动模式:当主供电源失电后,跳开主供电源开关,发自投指令按优先级顺序合备用电源开关;当主供电源恢复正常后,不自动返回主供电源供电,维持原供电方式。

3) 退出模式:备自投退出。

以上三种模式的切换由水电站计算机监控系统以 I/O 方式发出指令,由备自投装置实现,并返回实际的模式状态 I/O 信号到电站计算机监控系统,反映当前备自投装置所处模式。

为避免现地备自投投入/退出开关的位置与实际备自投工作模式不一致,在备自投装置上装设自复式备自投切换开关,投入为备自投半自动模式(或全自动模式),退出为备自投退出模式。

(6) 对于设有多个备用电源的情况,备自投装置应具有多次备投功能。当主供电源失电,备自投装置第 1 次动作切换至第一备用电源,第一备用电源处于工作电源状态。此后,若第一备用电源失电,而第二备用电源正常,则备自投装置应能第二次动作,自动切换至第二备用电源,以此类推。即根据优先级主供电源失电后可自动切换至第一备用电源或第二备用电源,第一备用电源失电后还可自动切换至第二备用电源。若备自投处于全自动模式,自恢复功能应根据优先级实现第二备用电源至主供电源或第一备用电源的自动恢复,及第一备用电源至主供电源的自动恢复。

(7) 对于工作电源及备用电源均取自同一系统(如经厂用变压器、主变压器接至发电厂开关站母线),而且通过计算并现场实测不会产生环流或环流较小不致影响相应电气设备和系统的安全和运行,在厂用电进行正常倒闸操作时,可以考虑采用“先送后停”的工作方式,即先合分段开关后跳进线开关或先合进线开关后跳分段开关(允许短时闭环运行)。手动倒闸操作时,一般先将备自投置于“退出”位置,“先送后停”的实现可以采用备自投“退出”信号触点旁通原闭锁回路。采用“先送后停”的工作方式,可以减少厂用电正常倒闸操作对用电设备的影响,有利于电厂的安全稳定运行。

7 故障录波

故障录波设备用于发电机变压器组、开关站及输电线路故障或异常工况的电压、电流数据记录和有关保护及安全自动装置动作顺序记录,再现故障和异常运行时电气量的变化过程,并完成故障录波数据的综合分析。

故障录波设备应能记录因故障、振荡等大扰动引起的发电机变压器组、开关站及输电线路电流、电压、高频信号及相关量(如有功、无功功率及频率等)全过程变化波形。故障录波器应能连续监视电力系统故障,任一启动元件动作即开始记录,故障消除或系统振荡平息后,启动元件返回,经预先整定的时间后停止记录,在线路单相重合闸过程中也能记录。

7.1 故障录波的配置原则

水电厂故障录波一般按每发电机变压器单元设置 1 套故障录波采集单元(必要时还可设置就地分析站),开关站及输电线路根据规模设置 1~2 套故障录波采集单元(必要时

还可设置就地分析站), 全厂设置 1 套故障录波中心分析站(中心分析站亦可与电厂保护信息管理系统共享, 详见 8 节), 故障录波采集单元与故障录波中心分析站通过网络连接。中心分析站通过网络(国调数据网、省调数据网)及 MODEM 接口实现录波信息上传至上级电力调度部门。

7.2 发变组故障录波

7.2.1 需采集的模拟量

发变组故障录波采集单元需采集的模拟量主要包括: 发电机机端侧三相电流、发电机中性点侧各分支组三相电流、发电机中性点连线电流、主变压器高压侧三相电流、厂用变压器高压侧三相电流、厂用变压器低压侧三相电流、励磁变压器高压侧三相电流、励磁变压器低压侧三相电流、主变压器中性点零序电流、主变压器高压侧三相电压/零序电压、主变压器低压侧三相电压/零序电压(当设有发电机断路器时)、发电机机端电压三相电压/零序电压、厂用变压器高压侧电压、厂用变压器低压侧电压、励磁变压器低压侧电压、发电机励磁电流、发电机励磁电压、机组自用电(0.4kV)母线电压等。

7.2.2 需采集的开关量

发变组故障录波采集单元需采集的开关量主要包括: 主变压器高压侧断路器位置信号, 发电机出口断路器位置信号, 厂用变压器低压侧断路器位置信号, 灭磁开关位置信号, 主变压器中性点接地刀闸位置信号, 发电机电气制动开关位置信号, 发电机中性点开关位置信号, 所有发电机、主变压器、厂用变压器、励磁变压器保护动作信号、机组自用电设备自投动作信号等。

7.3 开关站(线路)故障录波

7.3.1 需采集的模拟量

开关站(线路)故障录波采集单元需采集的模拟量主要包括: 所有线路三相及零序电流、分段断路器三相及零序电流、母线三相及零序电压、线路三相及零序电压。对于 3/2、4/3 接线, 还应包括串上每台断路器的三相及零序电流。对于设有并联电抗器的情况, 还应包括并联电抗器高压侧三相及零序电流、并联电抗器低压侧三相及零序电流、并联电抗器中性点电流等。

7.3.2 需采集的开关量

开关站(线路)故障录波采集单元需采集的开关量主要包括所有断路器位置信号、所有保护动作信号、重合闸动作信号、安全稳定装置动作信号等。

8 继电保护及故障录波信息管理系统

8.1 设计原则

水电厂可根据需要设置 1 套继电保护及故障录波信息管理系统(若水电厂规模很大, 可考虑设置 1 套独立的继电保护信息管理系统和 1 套独立的故障录波中心分析系统)。实现对全厂所有保护及故障录波装置(包括发电机保护、变压器保护、开关站保护、厂用电保护、线路保护及故障录波等)的在线管理、监视与维护, 对保护定值进行整定、修改、打印, 对事故、故障信息进行监视、分析、打印, 并能通过通信网络(国调数据网、省调数据网)将保护及故障录波信息送至上级调度部门。

8.2 系统结构

保护及故障录波信息管理系统一般由工程师站、通信管

理机、外围设备、网络设备、GPS 等设备组成, 其中 GPS 亦可与电站计算机监控系统共用。

保护及故障录波信息管理系统网络结构采用光纤以太网, 传输速率大于或等于 100Mbit/s, 采用 TCP/IP 协议, 传输介质宜采用光纤。

发电机保护、变压器保护、开关站保护、线路保护、故障录波等一般设有以太网或串行通信接口, 可通过以太网或串行接口接入工程师站。

厂用电保护一般设备数量较多而信息量相对较少, 宜设置厂用电保护信息管理子站, 通过现场总线连接, 自成系统, 由厂用电保护信息管理子站通过以太网接口接入电站保护及故障录波信息管理系统工程师站。

工程师站负责将电站内所有继电保护设备及故障录波设备连接起来, 如有多种通信规约存在时应负责实现通信规约转换。

通信管理机负责实现与电站运行管理和电力系统调度管理部门的连接及通信规约转换。通信管理机通过以太网或串行口与电站计算机监控系统、MIS 系统进行通信, 实现数据交换。通信管理机通过网络(国调数据网、省调数据网)及 MODEM 接口实现保护信息上传。

8.3 系统功能

8.3.1 设备巡检与自检功能

发现设备有故障或有事件记录报告时, 自动整理并保存, 重要事件自动上传至规定的调度中心。当发现自检故障时, 发出告警信号。

8.3.2 数据查询与检索功能

用户可通过工程师站随时查询任一保护装置、录波装置的参数和数据, 并以图形化进行显示和打印。

8.3.3 监视和编辑功能

应可方便地生成电气主接线, 正常运行时显示主接线图及开关状态。在主接线图上可定义相关的保护单元及开关量信息。其主接线图和相关的保护单元及开关量应能传送调度端, 做到设备原始参数的唯一性。

8.3.4 与电站内保护、录波装置通信功能

通信管理机连接厂站内的各种保护、录波装置包括发电机变压器组保护、开关站保护、厂用电保护、线路保护、发电机变压器组录波、开关站录波等, 完成通信转接和规约转换。

8.3.5 与水电站计算机监控系统通信功能

通信管理机应具有与电站计算机监控系统通信接口, 实现信息交换, 并接收其监控信息。

8.3.6 远程通信功能

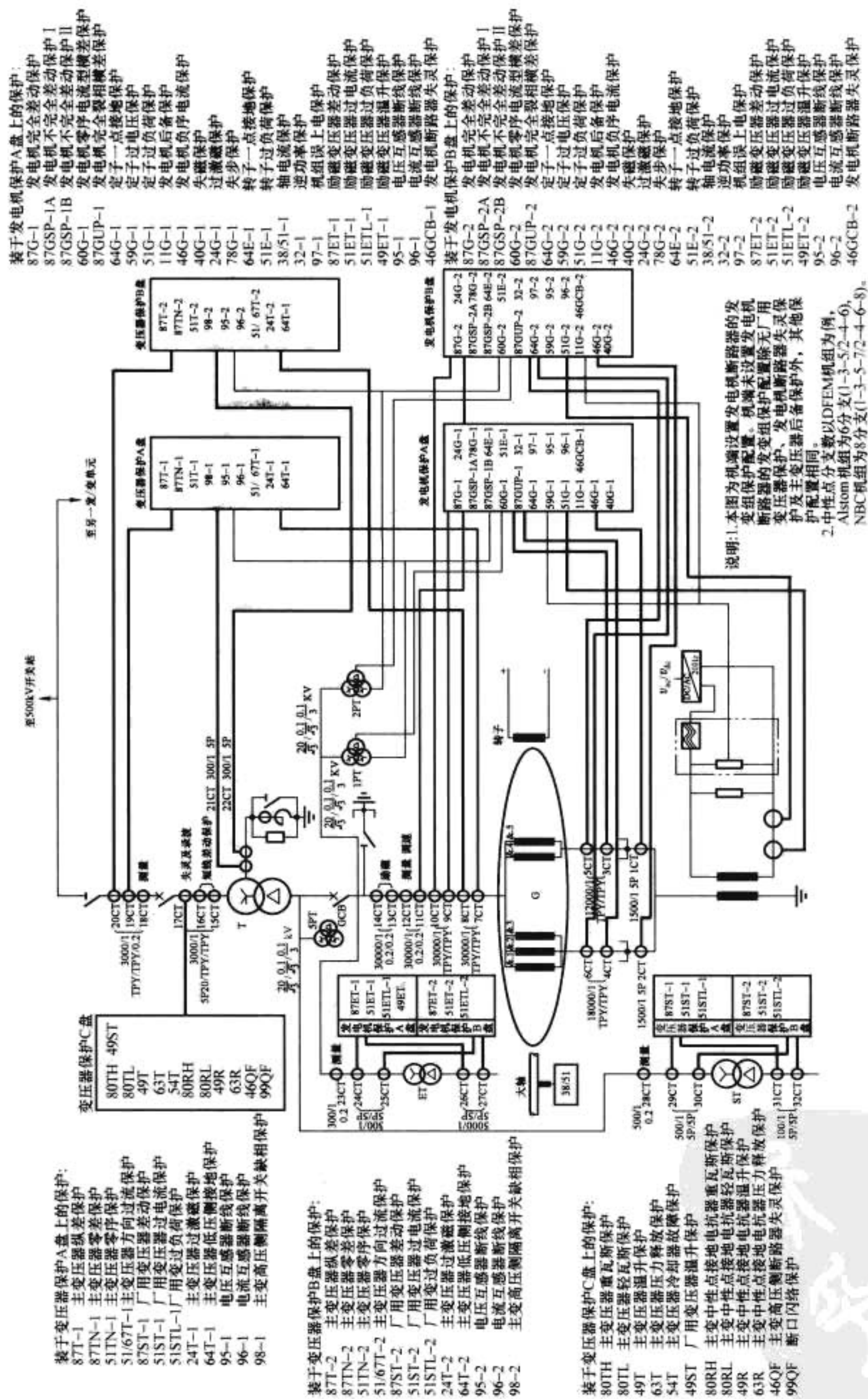
通过局域网和电话线与调度端进行双向通信, 自动或人工上传报告, 并接受调度端的访问直至调度端对某一设备的管理。信息的上传应有优先级, 可采用缺省方式, 也可根据需求重新设定。在数据上传调度端前, 应将不同的数据格式转换为标准格式。

8.3.7 时钟同步功能

GPS 时钟接收装置能通过串行接口接收来自 GPS 卫星时钟的对时信息(年/月/日/时/分), 并通过通信网络与各保护装置对时(年/月/日/时/分)。此外, GPS 装置提供分脉冲信号用于各保护装置对时, 以实现系统的时钟同步精度不大于 1ms。

8.3.8 上传报头文件功能

自动上传调度端的报头文件至少包括保护装置安装地



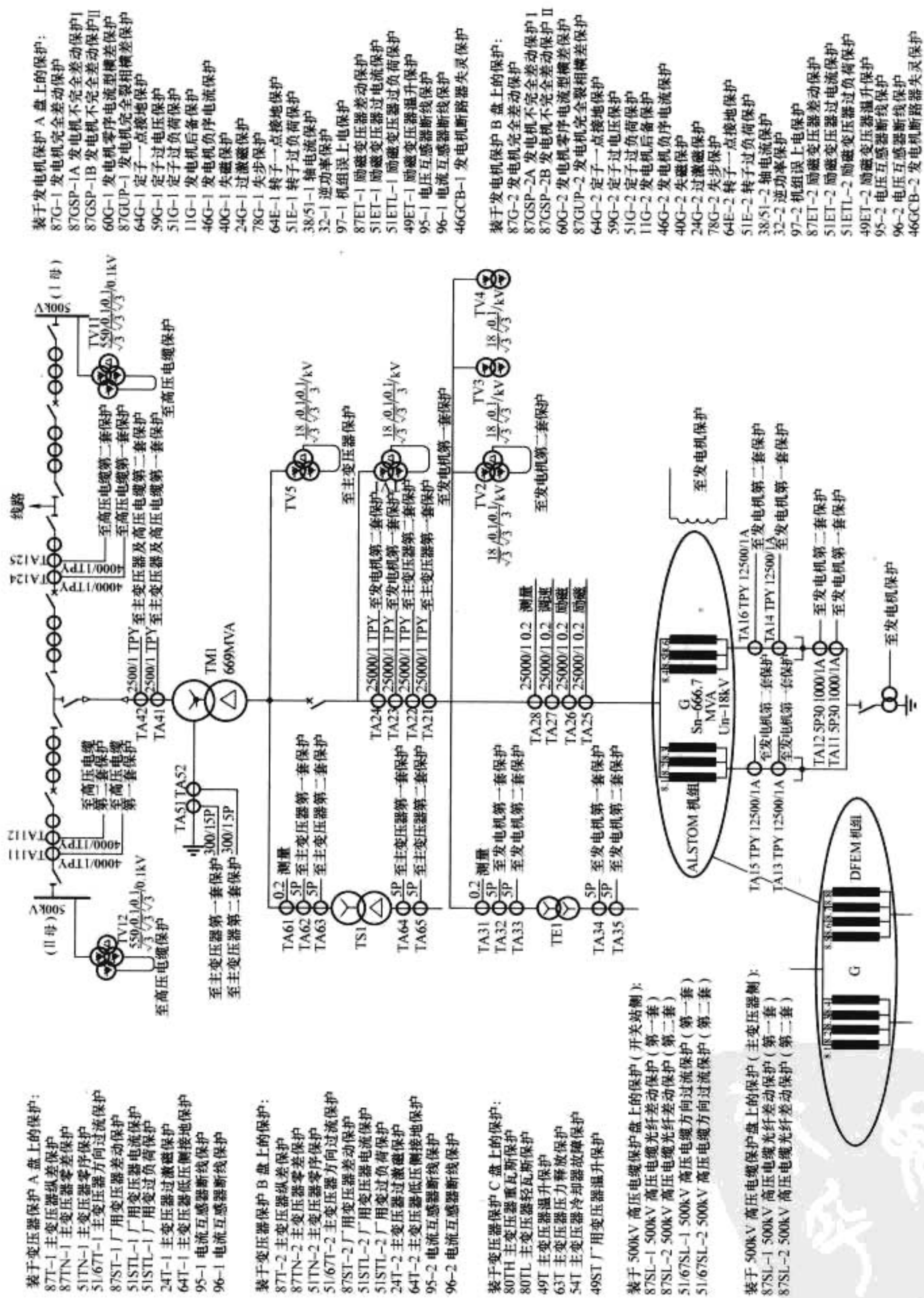


图 5.5-23 构皮滩水电站发电机电机变压器组保护配置图

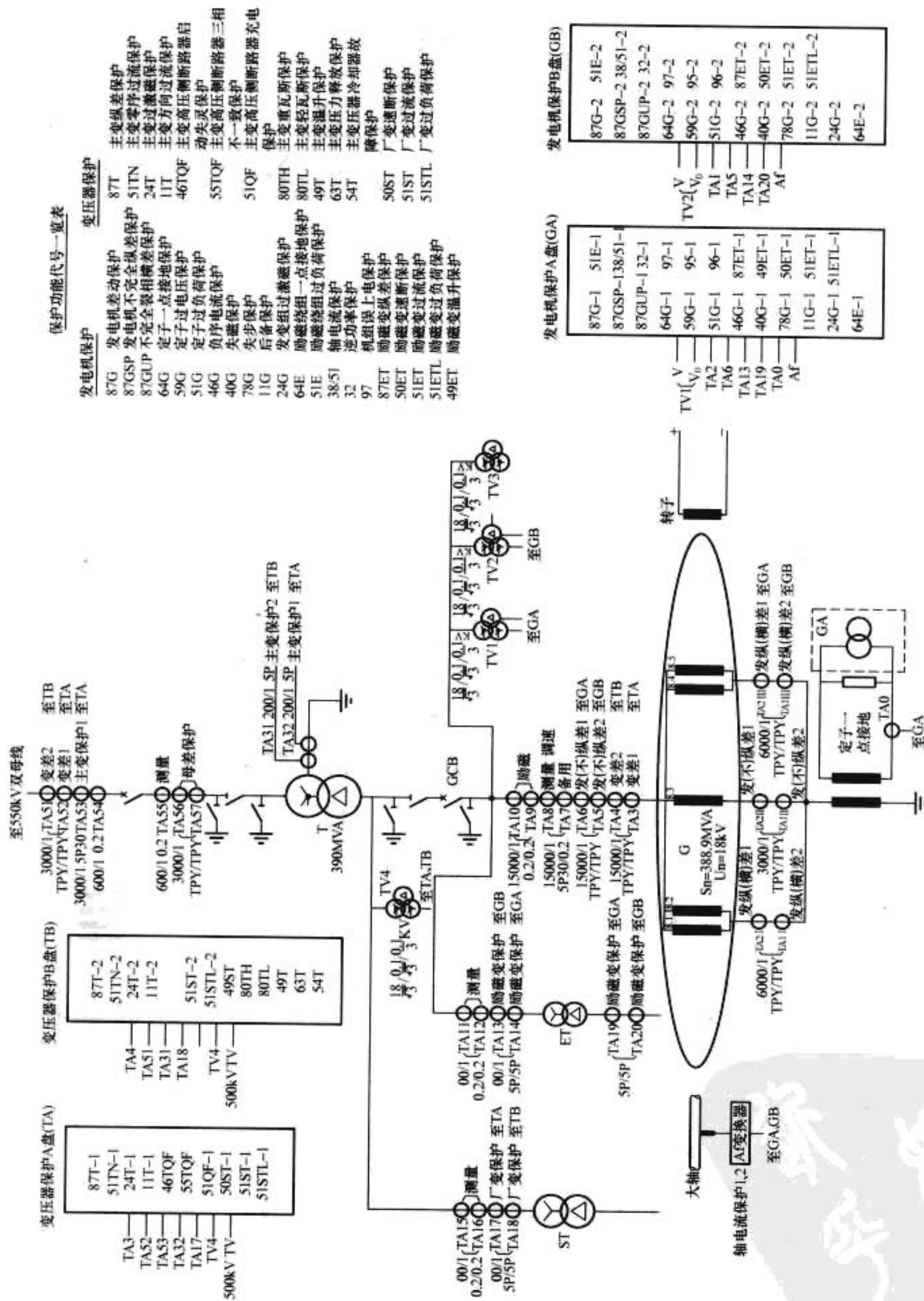


图 5.5-24 彭水电站发电机变压器组保护配置图

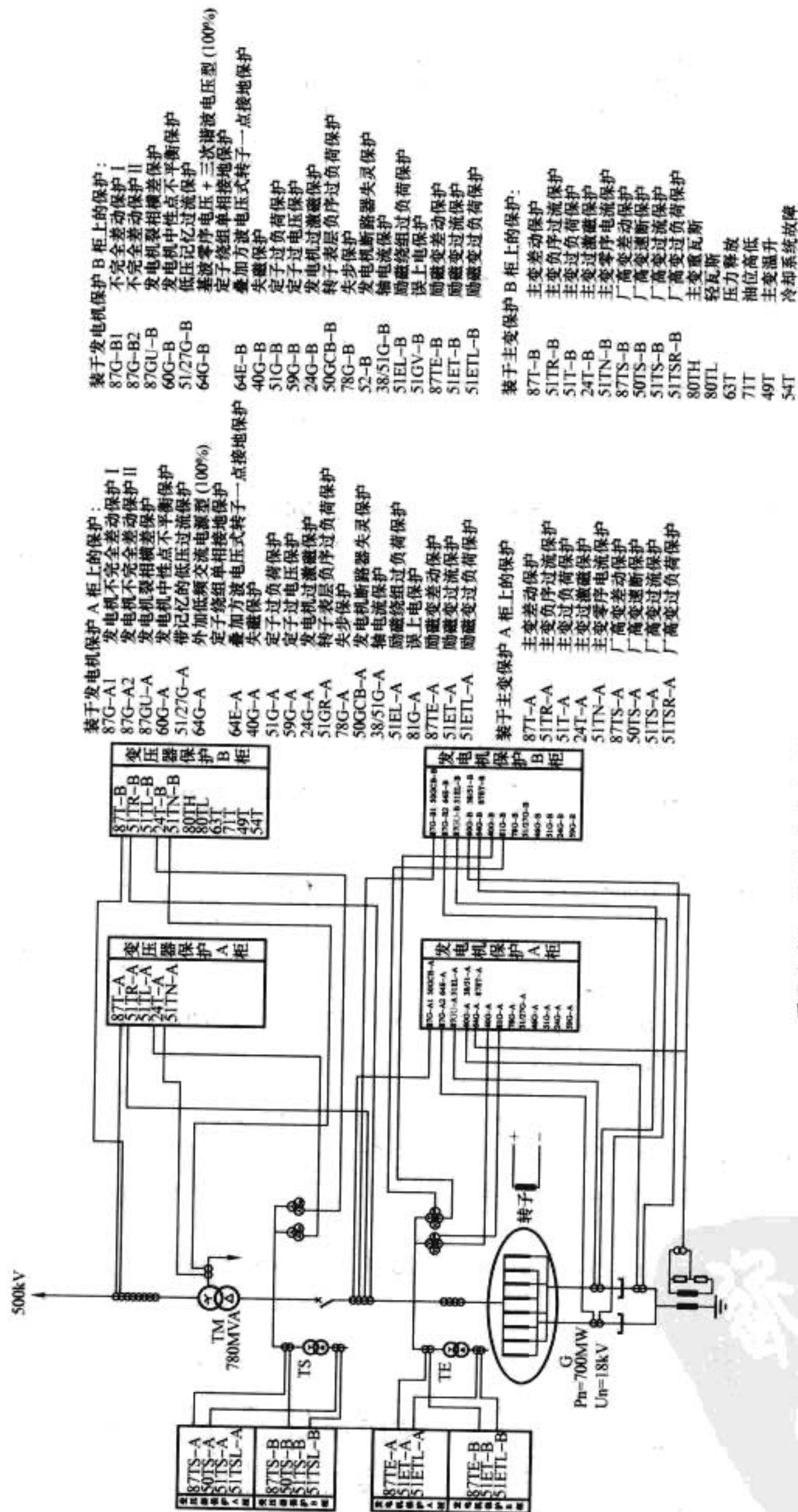


图 5.5-25 龙潭水电站发电机变压器组保护配置图

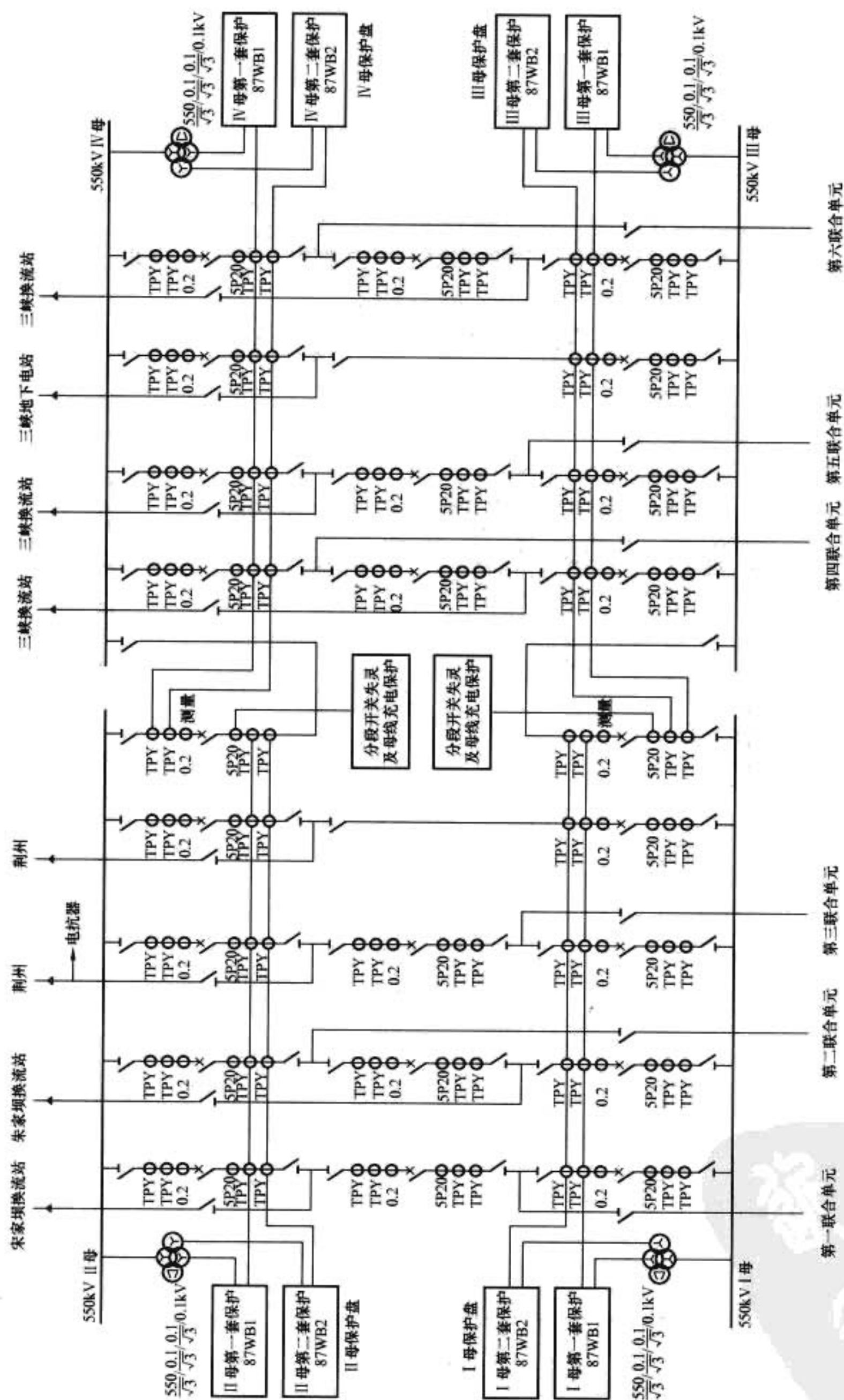


图 5.5-26 三峡右岸电站 500kV 母线保护配置图

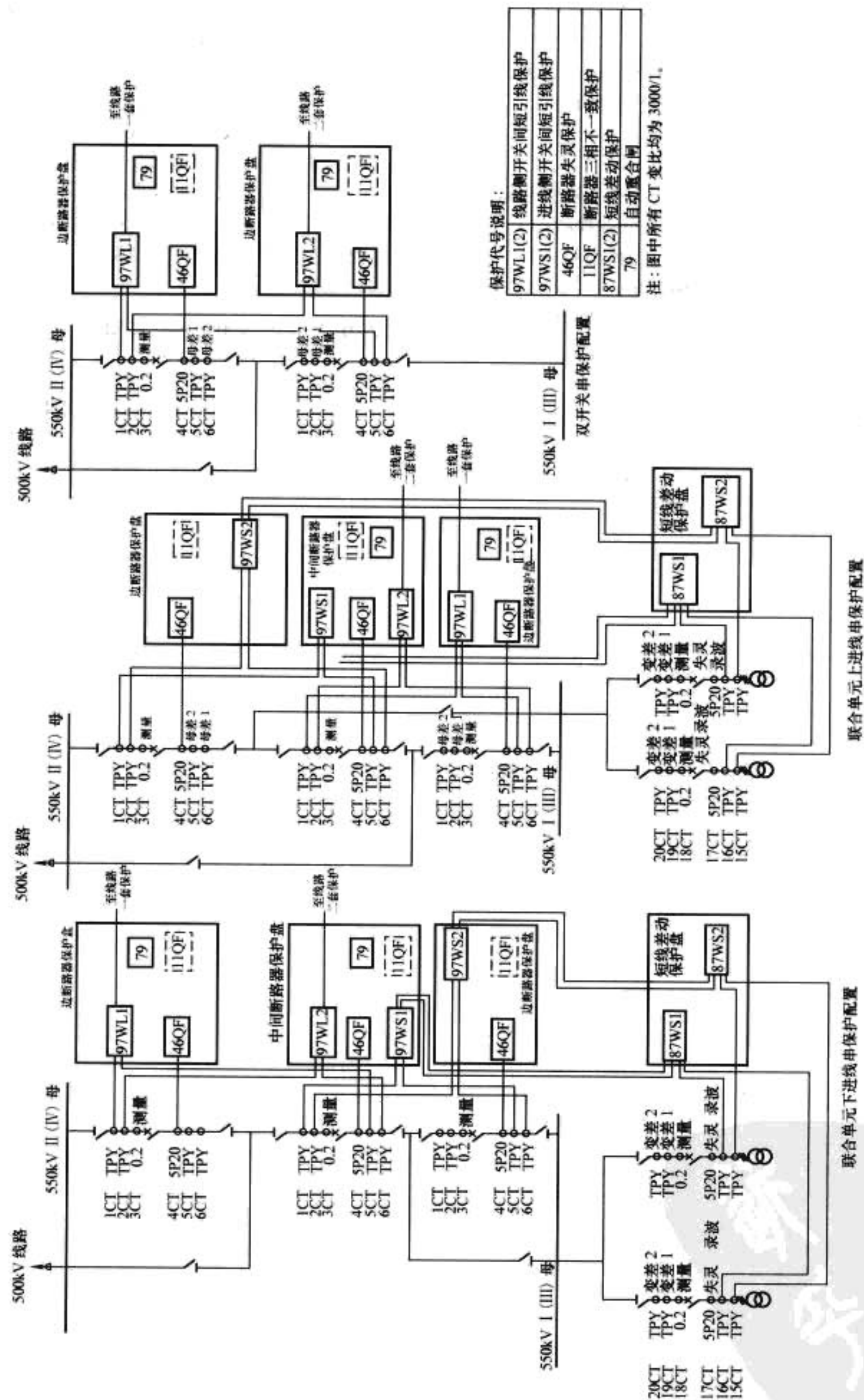


图 5.5-27 三峡右岸电站 500kV 断路器、短引线保护配置图

点、故障发生时间、启动量、故障线路及相别、故障距离,以及各个保护由故障开始到给出跳闸信号的时间、断路器跳闸时间、故障后第一周波的故障电流有效值和母线电压有效值、重合闸时间、再次故障相别及跳闸相别、各个保护动作时间、再次跳闸时间、再次故障后第一周波的故障电流有效值和母线电压有效值等。具体应满足电力系统调度的要求。

8.3.9 密码管理功能

工程师站应设置严密的密码管理子系统用来防止无关人员非法操作该系统,该子系统应包含各项密码的设置、修改和删除等功能。

8.3.10 波形分析功能

该子系统主要用来查看故障数据文件,将二进制数据转化为可视化波形曲线,实现对故障的分析以查找故障原因。波形分析软件应提供完善的工具和手段以方便运行或检修人员对故障进行分析,包括对采集站传输过来的故障数据文件的查找/打开/关闭等操作、波形路数选择及幅度增加/减少等操作、当前显示波形曲线的打印输出、录波量各种电气特征量的分析与计算等。其中电气特征量的分析与计算软件功能应至少包括以下几方面:

- (1) 谐波分析功能。
- (2) 序量分析功能。
- (3) 有功功率/无功功率/阻抗分析功能。

(4) 功角测量功能。

(5) 有效值测量功能。

(6) 故障录波事件追忆功能:用于追忆查询每次故障发生的相关信息,包括每次故障发生的时间、种类、设备、故障文件名称等信息,并支持打印功能。

(7) 通道信息显示功能:数字通道信息显示各个开关量所占用的通道号投停等信息,以供用户查询。模拟通道信息显示各个模拟电气量所占用的通道号模拟量等信息,以供用户查询。

(8) 系统关闭功能:在工程师站上应能远方投/退采集站,并设置密码管理以防止无关人员非法操作。

(9) 试验功能:发变组微机故障录波装置应具有将发电机试验过程进行记录的功能,包括发电机空载特性试验、发电机短路试验以及发电机失磁试验等,可根据试验数据将试验的曲线描绘出来。

9 水电厂继电保护配置实例

图 5.5-23~图 5.5-27 是三峡、构皮滩、彭水以及龙滩电站发电机变压器组、500kV 系统母线及断路器的继电保护的配置,其中一些电站已经投运或即将投运,这些资料可作为继电保护工作者的应用参考。



第6章 水电厂自动化元件及辅机控制系统

1 水电厂自动化元件应用综述

水电厂基础自动化程度，将直接影响到整台机组乃至全厂的自动化水平，影响计算机监控系统以及集群调度系统中各种功能的发挥。水电厂基础自动化包括自动化元件和辅机控制系统。

水电厂自动化元件的质量优劣关系到水电厂的安全稳定运行，也影响着整体自动化水平的提高。随着水电行业的迅猛发展，新建电厂需要大力推广应用高新技术产品，而已建成的水电厂则迫切需要更新改造陈旧的设备，提高落后的技术和管理水平。

在20世纪，随着传感器技术、机械加工技术、信息技术的发展，自动化元件的发展大致经历了机械、模拟、数字和智能等几个阶段。机械就是由纯机械机构组成的；模拟主要是采用模拟测量技术，在机械机构基础上采用机电一体化控制，用指针来显示测量结果；数字化是随着大规模集成电路的发展，使电测部分由模拟技术逐步演化为数字技术，如数显仪表等；智能化是随着微电子技术、微计算机技术的迅速发展，嵌入式微机的运用，使设备具有控制、存储、运算、逻辑判断以及自动化操作等智能特征，并在测量的准确度、灵敏度、可靠性、自动化程度、运用能力及解决测量技术问题的深度和广度等方面均取得重大进步。

计算机技术、通信技术和自动化技术在各自发展了几十年之后，正在走向集成并与检测设备综合应用，使之能够处理规模更大、要求更高、更复杂的系统。设备与测量技术和计算机技术的结合，大大提高了测量的精度与自动化水平。融合了计算机、通信和控制（简称3C）技术的现场总线仪表具有智能化测控功能和开放的通信接口。当今，计算机技术飞速发展，网络技术不断延伸，自动化设备元件将成为更加开放的系统，在测控系统中，各种检测设备利用网络资源，可以实现信息共享，提高检测效率。

自动化元件是自动化的基础，是计算机监控系统和集群调度系统的“耳目”和“手脚”，它担负着自动监视测量机组和辅助设备状态，按规定的程序执行自动操作和发出报警信号等任务。随着水电厂自动化水平的提高，所需自动化元件愈复杂，其作用就愈重要。目前，随主机配套的自动化元件的产品系列和性能基本上满足常规控制“有人值班”的需要，但有些元件性能不够稳定、灵敏度较差、精度较低，影响了水电厂自动化向更高阶段的发展，给目前应用计算机监控系统，实现“无人值班”带来困难。为了解决这一矛盾，近年来采用了进口自动化元件。

自动化元件的设计和选型与机组类型、辅助设备设置及全厂自动化水平的设计目标有关。自动化元件品种多，安装位置分散，又有发信元件和执行元件之分。发信元件包括示流信号器、温度开关、压力开关、液位开关、位置开关、行程开关、油混水信号器以及各种传感器、变送器和数显仪表等；执行元件包括电磁阀、调节阀、电动阀、气动阀、执行器、自动补气装置、全自动滤水器、全自动四通换向阀等。

水电厂的运行环境是非常特殊的，主要表现在：

- (1) 运行时间长、不易维护。
- (2) 重要程度高。
- (3) 运行环境恶劣。
- (4) 电磁干扰的强度相当大。

2 水电厂自动化元件配置

水电厂自动化元件配置见表5.6-1。

表 5.6-1 水电厂自动化元件配置表

监 测 量	用 途	测量元件及装置
转速测量	配合系统实现开停机及正常运行的程序控制	电气及机械转速信号器（装置）
过速测量	配合系统实现一级过速保护或二级过速保护（事故停机）的程序控制	过速限制器、机械转速信号器
温度测量	温度升至规定值时报警，温度过高时配合系统实现事故停机	温度监视（巡检）仪、温度变送器或常规PT热电阻
机组冷却水流动状态	水流低限或中断时报警，并指令投入备用水或延时停机，指令事故停机	热导式流量开关、靶式双向示流信号器或电磁流量信号器
水轮机蜗壳进口压力、尾水出口压力	配合系统正常运行的测量与监视	压力变送器
轴承油箱油位状态和油压装置压力罐油位状态、回油箱油位状态、漏油箱或重力油箱油位状态	油位过低或过高时报警，配合系统正常运行的程序控制	投入式液位变送器、压力变送器、磁翻板液位计等
水轮机顶盖内水位状态	水位过高报警并指令投入备用泵，经延时无效，由主控室决定是否停机	电缆式浮球开关或连杆式浮球开关、投入式液位变送器
集水井水位状态	水位过高报警并指令控制水泵	电缆式浮球开关、投入式液位变送器
油压装置压力罐内压力状态及油位状态	根据压力和油位两个参量关系，指令对压力罐自动补气，压力不正常时报警，事故低压时指令事故停机	压力开关、压力变送器、磁翻板液位计
水电站上、下游水位测量	配合系统正常运行的测量与监视、报警	投入式液位变送器、压力变送器
水电站上游水库水温测量	配合系统正常运行的测量与监视	投入式水位水温变送器
水电站拦污栅差压测量	配合系统正常运行的测量与监视、报警	投入式液位变送器、压力变送器及差压监视仪

续表

监 测 量	用 途	测量元件及装置
水轮机水头测量	配合系统正常运行的测量与监视	压力变送器、差压变送器及水头监视仪
水轮机流量测量	配合系统正常运行的测量与监视	差压变送器及流量监视仪、超声波测流装置
水轮机流量水头效率监视仪	配合系统正常运行的测量与监视	蜗壳流量差压变送器、超声波测流装置、水头差压变送器、功率变送器
水轮机尾水管压力脉动测量	配合系统正常运行的测量与监视、报警	压力变送器及压力脉动监视仪
导叶位置、开度	配合系统正常运行的程序控制	导叶主令开关、行程变送器、角位移变送器
制动风闸位置	配合系统正常运行的程序控制	行程开关
接力器锁定位置	配合系统正常运行的程序控制	行程开关
进水阀启闭位置	配合系统正常运行的程序控制	行程开关
发电机大轴电流状态	轴电流大时报警,过大时指令事故停机	轴电流监视仪
油积(混)水状态	油中积(混)入一定比例的水时,发出报警信号	油混水监视仪

2.1 温度测量

测量温度的场合有推力瓦温、导轴承瓦温和油温、空气冷却器的风温、发电机空气温度和油冷却器进出口水温 and 油温、发电机定子铁心温度、定子线棒温度等。

2.1.1 热电阻

热电阻测温是基于金属导体的电阻值随温度的增加而增加这一特性来进行温度测量的。热电阻大都由纯金属材料制成,目前应用最多的是铂和铜,现在已开始采用镍、锰和铑等材料制造热电阻。

2.1.2 光纤光栅温度传感器

通过内部敏感元件—光纤光栅所反射的光信号中心波长移动量来检测温度值,测量精度及分辨率不受光源波动及传输线路弯曲损耗的影响,可直接通过光纤进行信号远程传输(超过40km),监测现场无须供电。传感器具有表面式、埋入式、浸入式等多种封装结构。

- (1) 光纤光栅温度传感器系列具有准分布式组网(成百上千点)。
- (2) 测温精度高(0.1~0.5℃)。
- (3) 测温范围宽(-100℃~+300℃)。
- (4) 无零点漂移。
- (5) 不受电磁干扰。
- (6) 耐腐蚀。
- (7) 抗冲击振动。
- (8) 使用寿命长。

2.1.3 温度变送器

一体化温度变送器(以下简称温度变送器)由温度传感器和信号转换器组成、信号转换器安装在温度传感器的冷端接线盒内,把温度传感器检测到的电压、电阻信号直接转换

成4~20mA电流输出。与调节器、记录仪表、计算机等配套使用,组成各种测量控制系统。温度变送器按温度传感器不同,分为热电偶和热电阻两种。

- (1) 二线制传送。信号转换器供电的两根导线同时也传送输出信号。
- (2) 输出恒流信号(4~20mA)。抗干扰能力强,远传性能好。
- (3) 具有抗振动、耐腐蚀、防潮湿等优点,可用于条件较差的场所。
- (4) 热电偶的毫伏信号经信号转换器直接转换成4~20mA电流输出,用普通电缆线传送信号。

2.1.4 温度监视仪

温度监视仪是一种高精度、高可靠的智能数显仪表,并同时具有控制接点输出、4~20mA电流输出、RS232C或RS485串行口输出等功能。输入信号可以是标准电流信号4~20mA、0~10mA、0~20mA,电压信号1~5mV、0~10mV,以及mV信号,或其他非标信号输入,并与上微机通信。

2.1.5 温度巡检仪

温度巡检仪是一种高性能智能仪表,对多路温度、压力、流量、液位等多种信号进行巡回检测、显示。巡检路数:4路、8路、16路、12路、24路、32路、40路、48路、64路、96路;巡检时间:每路2.0~10.0s之间任意调整,步进增减0.1s;信号输出:RS485、RS422、RS232通信接口;通信波特率:600、1200、2400、4800、9600、19200bit/s。

2.2 压力测量

测量压力场合有技术供水压力、调速器油压、空气压缩机压力、压力钢管压力、蜗壳压力、尾水压力、尾水管脉动压力等;测量差压场合有压油罐装置油位测量、主阀平压、拦污栅差压、水轮机水头、蜗壳流量、滤水器进出口差压等。

2.2.1 压力(差压)开关

采用一个韧性传感元件(波纹管、隔膜和布尔顿管)激活一个微型开关。其设定点可通过校准安装在力平衡位置的范围弹簧来获得。

- (1) 压力/差压开关,有金属弹性体膜片式、波纹管式和活塞式。
- (2) 压力开关可调范围为-0.1~62MPa。
- (3) 差压开关的可调范围为-0.1~3.45MPa。
- (4) 压力信号器要动作点稳定,不会受冲击、振动、温度变化或其他环境条件影响。
- (5) 不会因压力的波动而引起触点抖动,清晰明朗的开或关状态。
- (6) 不受泵的冲击、触点的振动疲劳等的影响。
- (7) 寿命长、稳定性及动作重复性高。
- (8) 选择量程时,设定点要选在量程中间或接近中间的部分。
- (9) 安装压力阻尼器或过压保护器来防止过压冲击。

2.2.2 压力(差压)变送器

被测介质的压力直接作用于传感器的膜片上(不锈钢或陶瓷),使膜片产生与介质压力成正比的微位移,使传感器的电阻值发生变化,利用电子线路检测这一变化,并转换输出一个对应于这一压力的标准测量信号。

- (1) 压力/差压变送器,有扩散硅压力变送器、陶瓷膜

片电容式压力变送器等。

(2) 有现地显示和没有现地显示两种。

(3) 压力变送器采用与普通压力表同样的安装方式, 具体的安装位置取决于工况要求。有墙挂式和管道式(垂直或水平)安装。

(4) 差压传感器水平安装, 使两端压力接口处于水平线上以便使安装位置对产品的影响降至最小。

(5) 差压传感器的量程和耐静压值满足被测差压点的相应要求。

(6) 产品安装于多雷雨地区时, 建议在现场加装防雷击保护装置, 并确保产品及电源可靠接地。

(7) 确保差压变送器安全可靠运行, 必须在被测点与变送器之间安装三阀组, 保证被测介质缓慢均匀地加在差压变送器的正负压腔上。

(8) 测量脉动压力时, 最大工作压力不应超过仪表上限值的 $1/2$, 测量高压时, 最大工作压力不应超过仪表上限值的 $1/3$ 。

2.3 流量测量

测量流量的场合有技术供水系统流量监测、机组润滑油系统流量监测、过机流量监测。按使用用途分流量开关(示流信号器)和流量计; 按测量原理有机械式、热导式、差压式、电磁式、超声式等。

2.3.1 热导式流量开关(示流信号器)

热导式流量开关工作原理: 热导式流量开关是利用热对流之原理设计而成, 其传感器之主要结构为两支微小温度敏感元件密封于金属管内, 其中一个温度敏感元件被加热, 使两个温度敏感元件具有温度差存在。当液体流过传感器时, 会带走一些传感器热量, 因而改变了两个温度敏感元件之温度差, 此温度差信号转换成电气信号以便驱动警报开关电路。

(1) 有基本型和加长型。

(2) 安装: 插入式安装 $G1/2$ 。

(3) 输出: 继电器、模拟量。

(4) 防护等级: IP67。

(5) 流速范围: 水 $1\sim150\text{cm/s}$; 油 $3\sim300\text{cm/s}$ 。

(6) 不要把流量开关安装在弯管或管道接头附近(最小距离大于4倍管径)。

(7) 非满管流要把流量开关安装在底部, 有杂质沉淀的应把流量开关安装在侧面。

2.3.2 靶式双向示流信号器

靶式双向示流信号器的测量元件是一方形平板靶片, 它位于管道中央并与水流方向垂直。当管路中沿箭头方向有正常水流流过时(流量大于示流信号器所整定的动作流量), 流动的液体对靶片产生垂直于靶片的推力 F , F 与波纹管机构的旋转中心构成力矩 M_1 , 力矩 M_1 使靶杆倾斜, 克服弹簧的预压力并进一步压缩弹簧。弹簧的弹力与波纹管机构的旋转中心形成力矩 M_2 , 当 M_1 与 M_2 平衡时靶杆停止倾斜。靶杆的运动带动指针机构转动, 从而使指针转动, 当靶杆相对静止时, 可在刻度盘上读出液体的流量值。在上述运动过程中, 靶杆带动螺钉, 使其完全离开已预压动作过的微动开关的触头。微动开关恢复常态(动合触点断开, 动断触点闭合), 此时发出正常信号表示管路中有正常水流通过。当管道内水流逐渐减小, 力矩 M_1 随之减小, 靶杆在力矩 M_2 的作用下返回, 螺钉逐渐靠近微动开关, 当流量减小到低于示流信号器整定的动作流量值时, 螺钉压住微动开关的触头,

使微动开关动作, 其动断触点断开, 动合触点闭合, 发出报警信号, 表示管内液体流量低于规定值。

(1) 有插入式和法兰式两种, 有单向和双向之分。

(2) 应动作可靠, 在管道通水或流量减少到整定流量时, 分别发出信号, 其精度不低于 10% , 在有压无流量时应能回零位。

(3) 具有 SPDT 输出、性能优异、高精度、可靠性。可安装在水管和对铜无腐蚀性的液体中, 当液体流量达到整定点, 其中一个回路关闭, 另一个回路打开, 典型应用于连锁作用或断流保护的场合。

(4) 流量开关不能遭过大的水击, 如在流量开关下游有快速关闭阀, 必须使用节流器。

(5) 对单向的流量开关, 指示箭头与液体流向一致。

(6) 液体内若含有水草、树枝、钢丝等较长杂物, 需防止叶片被卡住。

2.3.3 差压流量监测装置

由差压流量变送器和智能监视仪组成差压流量监测装置。

(1) 差压变送器的量程根据水轮机的蜗壳压差的范围选择。

(2) 蜗壳测流系数的确定有理论计算法、相对效率法和绝对效率法。

(3) 蜗壳测流精度一般在 $5\%\sim10\%$ 。

(4) 差压变送器和测流管路间加装平衡阀组。

(5) 仪表接收、处理差压测流信号, 并显示、上传流量信号。

2.3.4 电磁流量计

电磁流量计是基于法拉第电磁感应定律而制成的, 只是其中切割磁力线的导体不是一般的金属, 而是具有一定电导率的液态流体或液固两相流体。被测量的导电介质在磁场中作切割磁力线运动时, 导电介质中会产生感应电动势, 感应电动势由一对电极检测。

(1) 测量范围: $0.5\sim10\text{m/s}$ 连续可选。

(2) 精度: $\leq 0.5\%$ 示值。

(3) 重复性: $\leq 0.15\%$ 示值。

(4) 最小导电率: $5\mu\text{S/cm}$ 。

(5) 供电: 220V AC 或 24V DC 。

(6) 输出: 电流输出、脉冲输出、触点输出、RS485 通信、Profibus DP 通信。

(7) 结构型式有一体和分体两种。

(8) 安装: 管道法兰安装。

(9) 防护等级: 传感器 IP68, 转换器 IP65。

(10) 流量仪表: 可现场操作、设置, 显示累计流量和瞬时流量, 并显示流向。

(11) 安装条件: 直管段长度满足上游不小于 10 倍的公称直径, 下游不小于 5 倍的公称直径。

(12) 接地: 传感器接地不仅是基于安全的目的, 对于流量计的无故障运行也是必不可少的, 传感器的接地螺钉应连接到地电位。

2.3.5 超声波流量计

测量原理: 声波在流体中的传播速度取决于流体的类型, 如果流体处于运动状态, 那么声波速度等于声波在静态流体中的速度加上流体本身的流速。声波传播方向与流速同向时, 其传播速度比反向时声速要快。因此, 时差式流量计通过测量安装在上下游的发射器发出的两声波在不同流向间的传播时差, 即可测量出流体的平均流速。

超声流量计是速度面积法流量计。

(1) 测量精度: $\pm 0.5\%$ (示值), 置信水平应不小于 95%。

(2) 声道数: 单声道和多声道。

(3) 显示: 日期、瞬间和累计流量、流速、声速、流速分布。

(4) 防护等级: IP68。

(5) 安装方式: 插入式和内装式。

(6) 流速范围: $0.03 \sim 20 \text{ m/s}$ 。

(7) 测量方式: 可双向计量。

(8) 仪表显示: 瞬时流量、累积水量、流速及流速分布、流量比、时间、超声波速度。

(9) 信号输出: 开关量接点, $4 \sim 20 \text{ mA}$ 模拟信号。

(10) 通信接口: RS485、RS232、标准以太网接口。

(11) 电缆长度: 换能器射频电缆最大允许长度不大于 300m。

(12) 防护等级: 传感器 IP68, 控制箱 IP65。

(13) 工作电源: $\text{AC } 220\text{V} \pm 15\%$, $50 \pm 2 \text{ Hz}$, $\text{DC } 220\text{V} - 15\% \sim 10\%$ 。

2.4 液位测量

测量液位的场合有水电站上下游水位、拦污栅前后水位、集水井水位、渗漏井水位、调压井水位、水轮机顶盖水位、尾水水位、清水池水位等; 用于发电机组油盆油位、压油罐油位、漏油箱油位、回油箱油位等。按工作原理分为浮子式、静压式、超声波式及其他形式。

2.4.1 浮子式液位信号器

浮子式液位测量是利用浮力原理来测量液位的。

(1) 浮子式适于长距离、多点控制, 有缆式、杆式和磁翻转式。

(2) 缆式浮子液位信号利用水银开关作为触点零件, 当液位上升接触浮球时, 浮球以重锤为中心随水位上升做角度变化。当水平面与上扬线角度超过 10° 时, 开关便会有 ON 或 OFF 的触点信号输出。

(3) 杆式浮子液位信号器利用磁弹簧开关, 触点寿命达 200 万次。

(4) 磁翻转式是在测量管内装有磁性浮子, 它随着容器内的液位升降而上下移动, 在磁力作用下同步驱动现场指示器, 翻板 (或翻柱) 翻转 180° , 液体位置为红色, 气相位置为白色, 从而实现就地同步指示液位。在测量管外侧加装磁性开关, 作为电气触点信号输出; 或加装变送器作为远距离液位信号传送及液位控制。

(5) 安装位置应远离进出水口和/或搅拌区域, 否则应加装防波管或防波挡板。

(6) 防护等级: IP68。

2.4.2 静压式液位计

静压式液位测量按照安装方式分为投入式液位变送器和压力式液位变送器 (压力变送器)。

(1) 投入式液位变送器是基于所测液体静压与该液体液位高度成正比的原理, 安装在静止的水中如深井、水池, 一般采用插钢管的方法, 钢管内径在 45mm 左右, 钢管的不同高度开若干小孔, 以便水通畅进入管中。在水道中插入钢管内径在 45mm 左右, 在水流方向的反面不同高度开若干小孔, 以便水进入管中。变送器部分可用法兰或支架固定, 安装使用极为方便。

(2) 投入式液位变送器有缆式和杆式两种。

(3) 在动水中使用应有固定装置。

(4) 本产品属于精密一次测量仪表, 严禁随意摔打、强力加持、拆卸或用尖锐的器具插引压孔。

(5) 注意保护好防水通气电缆, 严禁用尖锐或尖锐的物体碰击电缆, 否则会造成变送器漏水。在使用过程中电缆线的出线端应放到干燥的地方。

(6) 若测量介质为黏稠或悬浮颗粒的液体, 要防止引压孔被堵塞。

(7) 严禁超过 3 倍过载使用, 以免变送器损坏。

(8) 压力式液位变送器, 安装使用同压力变送器。

2.4.3 磁翻板液位计

磁翻板液位计根据浮力原理和磁性耦合作用组合而成。当被测容器中的液位升降时, 液位计主导管中的浮子也随之升降, 浮子内的永久磁钢通过磁耦合传递到现场指示器, 驱动红、白翻柱翻转 180° , 当液位上升时, 翻柱由白色转为红色, 当液位下降时, 翻柱由红色转为白色, 指示器的红、白界位处为容器内介质液位的实际高度, 从而实现液位的指示。可在本体管上加装磁性开关, 输出开关报警信号; 配上干簧—电阻式液位变送器, 可将液位、界位信号转换成二线制 $4 \sim 20 \text{ mA}$ 标准信号, 实现远距离指示、检测、记录与控制。

(1) 水电厂安装空间小, 采购时注意尺寸, 注明容器下法兰中心孔至地面距离。

(2) 安装时, 磁性开关避免剧烈冲击, 以免损坏内部磁簧开关。

(3) 测量管内不允许有焊渣、导磁性物质及其他杂物存在。

(4) 液位计附近 10cm 内避免有磁场或导磁金属, 以免干扰正常工作。

(5) 浮子装入测量管时, 要注意标示箭头, 切勿倒置。

(6) 液位计投入运行时, 应避免液体急速进入测量管内, 以防止浮子的快速上升, 使指示板跟踪不灵。

(7) 如发现指示板跟踪不灵, 首先应检查磁钢是否已退磁, 如退磁应及时更换。

2.4.4 电缆浮球液位开关

电缆浮球液位开关是利用重力与浮力的原理设计而成, 结构简单合理。主要包括浮漂体、设置在浮漂体内的大容量微动开关和能将开关处于通、断状态的驱动机构, 以及与开关相连的三芯电缆。电缆浮球开关是利用微动开关或水银开关做接点零件, 当电缆浮球以重锤为原点上扬一定角度时 (通常微动开关上扬角度为 $28^\circ \pm 2^\circ$, 水银开关上扬角度为 $10^\circ \pm 2^\circ$), 开关便会有 ON 或 OFF 信号输出。

(1) 应避免安装在进水口及有大波浪附近。

(2) 浮球浮动的范围请勿靠近槽壁或水管等。

(3) 多组浮球使用时, 应注意浮球纠缠。

2.4.5 连杆浮球液位开关

连杆浮球液位开关是在密闭的非导磁性管内安装有一个或多个干簧管, 然后将此管穿过一个或多个中空且内部有环形磁铁的浮球, 液位的上升或下降会带动浮球一起移动, 从而使该非导磁性管内的干簧管产生吸合或断开的动作, 并输出一个开关信号。

(1) 连杆浮球液位开关为订制品, 使用及选购时要正确选择法兰、牙口、距底面的最小距离、两个浮球间的最小间距。

(2) 液位的比重, 一定大于浮球规格所标示的比重。

2.4.6 浮球连续式液位计

浮球连续式液位计是利用浮球内磁铁随液位变化来改变连杆内的电阻与磁簧开关所组成的分压电路,磁簧开关的间隙愈小,精度愈高。分压信号可经过转换器转变成4~20mA或其他不同之标准信号。指示器可配合其他表头作远距离指示,是一种原理简单、可靠性极佳的液位指示器。

- (1) 液位计须竖直安装于容器上方。
- (2) 确认接续规格、压力范围。
- (3) 确认介质密度应大于液位计铭牌上浮球的密度。
- (4) 安装时,磁性开关避免剧烈冲击,注意周围10cm内应避免磁场干扰。
- (5) 送电前请检查配线及电压是否正确,以免变送器造成意外损毁。

2.4.7 超声波式液位测量

超声波式液位计的工作是由换能器(探头)发出高频脉冲声波遇到被测物体(物料)表面被反射折回,部分反射回波被同一换能器接收,转换成电信号。声波的传播时间与换能器到物体表面的距离成正比。声波传输距离 S 与声速 C 和传输时间 T 之间的关系可以用公式表示: $S=CT/2$ 。由于在超声波脉冲发射过程中的机械惰性占用了传输时间,使得靠近换能器的一小段区域内反射波不能被接收。这个区域称为盲区。盲区的大小与超声波式液位计的型号有关。

2.5 位置

2.5.1 主令控制器

主令控制器即水轮机导叶位置开关,又叫接力器,主要用于水电站反映水轮机导叶开度位置,通过装置中的接点与二次回路连接,可实现机组控制自动化。

主令控制器主要由触点组、凸轮组、传动装置及接线端子等组成,可根据控制需要,松开顶丝移动凸轮至要求位置,锁紧顶丝即可。当主轴传动带动凸轮的内外轮转动使微动开关触点动作,达到开关触点切换的目的,并发出相应的信号,实现自动控制。凸轮可360°旋转。

凸轮片组工作位置的调整,应按各控制回路的工作程序要求进行。而它们各自的工作程序的起点和终点位置,是由各凸轮片组(2个)构成的不同夹角来实现的,所以只有在确定各个凸轮片组工作角度的前提下才能进行调整。

凸轮组全部调动并经复查无误后,必须用圆螺母固紧,以防松动错位。

2.5.2 闸门(导叶)开度传感器

主要用于水电站反映水轮机导叶开度位置、闸门开度的测量,输出4~20mA标准信号实现远距离指示、检测、记录与控制。

主要应用绝对编码器测量。旋转轴通过连轴器与编码器的轴连接,将开度信号传递给编码器,编码器输出数据与开度信号对应,可编程接收编码器输出数据,可编程处理后输出对应开度的4~20mA模拟信号及报警信号。

角度测量采用单圈绝对编码器。

直线测量采用多圈绝对编码器,将直线位移转化成旋转位移。单位长度对应固定角度。

(1) 编码器输出轴与旋转轴的连接采用弹性连轴器,避免不同轴产生的力矩。

(2) 首先要设置零点和满量程点。

2.6 其他

2.6.1 双路转速测控装置

用于测控水轮发电机组的转速、转速百分比、频率、超速电气保护。

可以同时有两路信号源输入。两路信号源可以是不同传感器的任意组合:即一路可采用电气测速(电压互感器或永磁机测速),另一路采用机械测速(齿盘或钢带测速方式),两路也可同时采用电压互感器测速方式或机械测速方式。当一路信号源断线或出现故障时,装置仍能继续工作。

选择传感器安装位置,以避免干扰、稳固、易安装为原则,按照现场安装位置及尺寸制作固定传感器支架。支架与不锈钢带(或齿盘)的距离以传感器方便调节为准。

2.6.2 轴电流监测装置

发电机轴电流检测装置,防止轴瓦损坏,保证机组安全运行。

发电机轴电流监视装置是专门检测轴电流大小的设备,装置由传感器和检测显示装置两部分组成。传感器为一个圆形环,可分两瓣或四瓣,套在发电机轴的适当位置,检测显示装置是标准型的二次仪表,可安装于控制柜上,监视、报警或控制停机。

轴电流传感器应安装在能反映大轴电流的静止部分,经外部支架与发电机机架固定。

2.6.3 油混水监视仪

油混水监视仪是专门用于监控水电厂油系统中混水和积水量。当油箱、管路中的水分含量超过规定值时,信号器发出报警信号,提醒值班人员及时检查系统,确保发电机组及系统安全运行。

根据电容值随极间介质变化而改变的特性,当电容两极间油中混水后将改变其介电常数,引起电容值变化,通过微电路设定油混水比例定值,在混水比例达到设定值时,控制器输出报警接点信号。

- (1) 有三种安装方式:顶装、侧装、底装。
- (2) 安装时,必须使测量部分浸入到油中。
- (3) 每年清洗两次或适时清洗。
- (4) 仪表为电容式,所以要求仪表外壳必须接地良好。

2.6.4 水压脉动监视仪

水电厂水流涡带引起的水压脉动,会对水轮发电机组的基础、轴系振动、空蚀及机组的稳定产生较大的影响。监测水压脉动,可使运行人员了解机组的工况,优化机组的运行。

水压脉动监视仪以单片机为核心处理单元,配置脉动压力变送器,实时监测测点的压力脉动状况,并对压力脉动数值进行采集、处理,显示测点的水压脉动值,同时可输出相应的模拟量。当测点的水压脉动超出预置的值时,可以发出报警信号。监测水压脉动,可使运行人员了解机组的工况,优化机组的运行。

2.6.5 水位差监测仪

水位差监测仪是用于水电厂的上、下游水位或拦污栅的差压监测的专用仪表。

监测仪表以单片机为核心单元,配置相应的投入式液位变送器或压力变送器,即可实现上、下游水位或拦污栅压差的测量。

室外测量水位时,应加装防雷装置和隔离装置。

2.6.6 流量水头效率监视仪

能够在线监测水轮机流量、水轮机水头和水轮机效率,并输出各参数的标准模拟量信号。

流量水头效率监视仪是一种智能化的多参数监视仪表,与测量水轮机流量、水轮机工作水头和发电机功率的变送器配套使用。监视仪以单片机为核心,配以 A/D、D/A、E2PROM、按键、数码管等外围元件。变送器输出的电压信号(或电流信号转换成电压信号),经表内的信号调节器(含放大及滤波电路)变成适度的电压信号,经 4 位半自稳零 A/D 转换成数字量。计算机内存储多种传感器的转换函数表,电平数字信号经查表逐一还原成相应的被测参数量值信号后,一路送数码管显示,根据需要还可送打印机打印或通信给上位机。另一路经 D/A 变换成模拟量输出。电路采用专门设计的抗干扰电路,消除工频及各自电流辐射干扰,并采用高精度稳压集成电路组成多路稳压电源。

2.6.7 机械液压过速保护器

对水轮机过速保护。

机械液压过速保护器的两个半法兰圆环安装在水轮机主轴上(主轴不需要为此进行特别加工),过速摆(不锈钢制,安装在黄铜制的套筒内)安装在半法兰圆环之间,液力阀安装在过速摆外侧半法兰圆环径向位置 d 处。当水轮机转速增大时,由于离心力增大的缘故,安装在水轮机主轴两个半法兰圆环间的过速摆中的柱塞发生径向位移;当转速增大到过速保护设定值,而由于电站系统(电气/电子)故障导致导叶不动作时,过速摆中的柱塞会由于径向位移大于 d 值而触动液力阀,液力阀动作切断过速限制装置与主配压阀之间的压力油路(小流量),从而使得过速限制装置动作,直接把大流量的压力油引入导叶接力器的关闭腔使导叶迅速关闭,起到对水轮机过速保护的作用,防止转速过度升高造成对机组的损害。过速保护值在出厂时精确整定,不需要在现场调试。液力阀具有自保持功能并可用手动复位。设备同时装有与液力阀联动的限位开关,可用于连接指示灯或其他电气辅助信号提供。

技术参数:

水轮机组类型:轴流式、混流式、贯流式、冲击式机组;

主轴直径范围:100~2500mm。

额定转速范围:50~2500r/min。

动作转速范围:70~5000r/min。

主轴旋转方向:顺时针/逆时针。

触点型式:无源触点,一动合一动断。

触点容量:AC220V 5A, DC220V 0.5A。

材质:全不锈钢。

出厂时进行精确整定。

3 水电厂自动化执行元件及装置

3.1 电控类

3.1.1 二位二通电磁阀

3.1.1.1 用途

适用于控制中性气体和液体如压缩空气、中性气体、水、液压油等介质的通断。不锈钢阀体适合要求较高或弱腐蚀性介质。

3.1.1.2 原理

(1) 直动式电磁阀:通电时,电磁线圈产生电磁力把关闭件从阀座上提起,阀门打开;断电时,电磁力消失,弹簧把关闭件压在阀座上,阀门关闭。在真空、负压、零压时能正常工作。直动式电磁阀通径一般不超过 25mm。

(2) 分布直动式电磁阀:它是一种直动和先导式相结合的原理,当入口与出口没有压差时,通电后,电磁力直接把

先导小阀和主阀关闭件依次向上提起,阀门打开。当入口与出口达到启动压差时,通电后,电磁力先导小阀,主阀下腔压力上升,上腔压力下降,从而利用压差把主阀向上推开;断电时,先导阀利用弹簧力或介质压力推动关闭件,向下移动,使阀门关闭。分布直动式电磁阀在零压差或真空、高压时亦能可靠动作,但功率较大,要求必须水平安装。

(3) 先导式电磁阀:通电时,电磁力把先导孔打开,上腔室压力迅速下降,在关闭件周围形成上低下高的压差,流体压力推动关闭件向上移动,阀门打开;断电时,弹簧力把先导孔关闭,入口压力通过旁通孔迅速腔室在关闭件周围形成下低上高的压差,流体压力推动关闭件向下移动,关闭阀门。先导式电磁阀流体压力范围上限较高,可任意安装(需定制)但必须满足流体压差条件。

3.1.2 电磁配压阀

用于水电、火电及其他液压系统的控制,也可作为大流量换向阀的先导阀。

电磁阀的工作原理:电磁阀里有密闭的腔,在不同位置开有通孔,每个孔都通向不同的油管,腔中间是阀,两面是两块电磁铁,哪面的磁铁线圈通电,阀体就会被吸引到哪边,通过控制阀体的移动来挡住或漏出不同的排油的孔,而进油孔是常开的,液压油就会进入不同的排油管,然后通过油的压力来推动油缸的活塞,活塞又带动活塞杆,活塞杆带动机械装置。这样通过控制电磁铁的电流就控制了机械运动。

(1) 安装连接油管时应注意配油口标记。

(2) 阀应水平安装。

(3) 操作电源电压波动范围不应超出额定电压的 $\pm 15\%$ 。

(4) 安管路前,必须将管道内清扫干净。

(5) 接通油压后,即可手动推动电磁铁心来回动作数次。

(6) 无油压时,手动试验操作将不起作用。

3.1.3 二位五通电磁空气阀

用于水电厂机组制动闸的控制。

二位五通电磁换向阀,通过电磁铁的通(断)电,开启(关闭)阀端的先导孔,使阀芯换向,实现被控流体介质的换向。

(1) 电磁空气阀应水平安装。

(2) 连接管路时,应将管路清扫干净。

3.1.4 自动补气装置

用于电站压油装置及其他储能器系统中,为组合式多功能高压空气阀组,接受系统控制回路控制,实现自动补气。其工作原理见图 5.6-1。

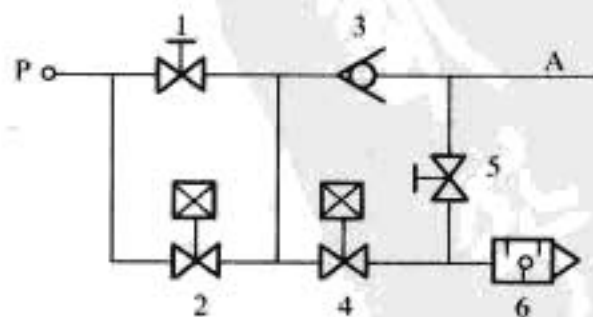


图 5.6-1 自动补气装置工作原理图
1—手动球阀; 2—常闭电磁阀; 3—单向阀;
4—常开电磁阀; 5—手动球阀; 6—消声器

该装置由手动球阀、常闭电磁阀、单向阀、常开电磁阀、消声器及不锈钢管路组成。阀体的优化组合,避免了因

阀漏气致使储能器的气压逐渐升高。可实现自动补气、手动补气和储能器中多余气体的排放。

- (1) 气源加装过滤器。
- (2) 电磁铁轴线铅垂方向安装。
- (3) 电磁阀为精密元件，禁止拆卸。

3.1.5 电动四通换向球阀

水电站发电机和变压器冷却用水的正、反向技术供水，防止单向供水引起冷却器堵塞使发电机冷却效率降低而影响机组正常运行。

双向供水转阀是一种四通球阀结构阀门，由电动执行机构和四通球阀组成，电动执行机构带动球阀阀芯转动，通过球阀阀芯内部双流道的旋转实现。其工作原理见图 5.6-2。

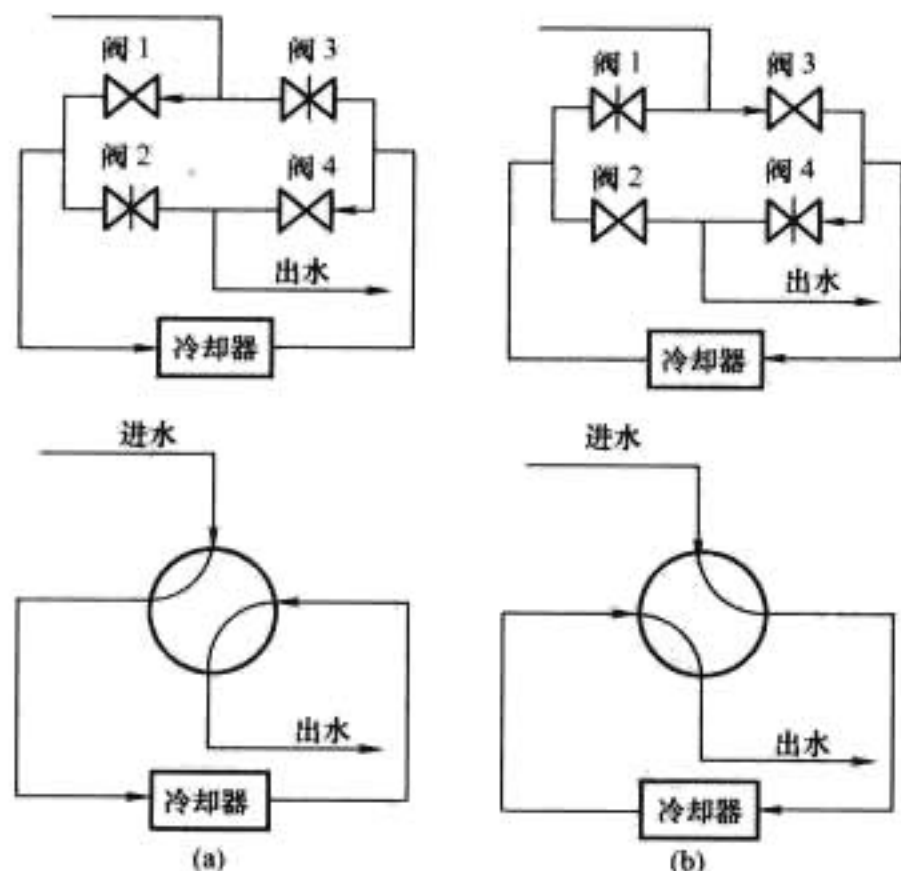


图 5.6-2 电动四通换向球阀工作原理图

(a) 正向供水示意图；(b) 反向供水示意图

该四通球阀，一阀实现正反供水切换，每转 90° ，供水方式切换一次，以前需四个阀门，供水时阀 1、4 开启，阀 2、3 关闭；反向供水时阀 2、3 开启，阀 1、4 关闭，用一台四通球阀替代，操作方便。

- (1) 公称通径：50~600mm。
- (2) 阀前管道必须冲洗干净。
- (3) 阀体所示箭头必须与介质流向一致。
- (4) 介质必须经过过滤器过滤。
- (5) 应为不锈钢阀芯。

3.1.6 自动滤水器

用于电站技术供水系统供水自动过滤。

自动滤水器由执行机构及自动控制机构组成。执行机构主要由滤水器壳体及壳体内的滤网组件、反冲洗机构、排污机构、排污电动阀等组成。自动控制机构主要由电气控制箱、差压测量系统组成。

滤水器的过滤组件采用多个过滤滤网周向布置在过滤底盘上的过滤方式，清洗排污时只要使排污岔管管口分别与被冲洗的过滤滤网相通，附着在滤网上的污物即可借助滤水器内的部分过滤后的清洁水进行反冲洗，并将污物随着开启的排污阀经排污管口排出。

正常过滤状态时，电动排污阀关闭，电动减速机不启动；当满足设定的清污、排污工况时，电动排污阀打开，电动减速机启动，带动滤水器内的排污岔管转动，使其上面管口与被冲洗的滤网单元相连通，附着在滤网上的污物借助滤水器内部的部分过滤后的清洁水反冲，经开启的电动排污阀排出。

- (1) 公称压力：0.6MPa、1.0MPa、1.6MPa、2.5MPa。
- (2) 工作电源：380V AC，50Hz。
- (3) 工作介质：水。
- (4) 设计损失压降：0.02MPa。
- (5) 滤水器连接法兰标准：GB9119. X-1988。
- (6) 安装时滤水器的标志方向应与供水管路系统的水流方向一致。

- (7) 在取水口处应安装有一个过滤格栅。

3.1.7 全自动密闭循环水冷却装置

全自动密闭循环水冷却装置由补水箱、自动控制循环水泵系统、尾水冷却器和电气控制箱等设备组成，是专门针对中小型水电厂技术供水系统设计生产的技术供水设备，满足“无人值班”（少人值守）水电厂的需要。水电厂在运行过程中，冷却水通过运行的机组后，带走机组的热量，进入布置在尾水中的尾水冷却器，利用尾水冷却器外部流动的河水进行热交换作用，将循环水冷却，使水温降低到满足机组对冷却水水温的要求。然后由循环水泵再送到机组使用，冷却水通过运行的机组后，又回到尾水冷却器。这样不断地循环，机组的热量通过尾水水流与尾水冷却器进行热交换作用带走。在补水箱内装有液位开关，当系统内部由于管道及水池滴漏和蒸发，箱内液位过低时，会发出报警信号，上位机收到信号，自动打开补水阀门，进行补水，保证系统正常运行。同时补水箱上还装有液位计，可以在现场直观地看到内部水位变化。系统设计水流畅通，安装检修方便，管路上安装自动排气阀。系统使用清洁水，建议采用生活水。

3.2 液控类

3.2.1 液压操作阀

液压操作阀为一种油压操作的截止阀门，可用于水电厂的各种油、气、水系统管路上，与电磁配压阀相组合，构成远距离自动或手动控制管系内液体通断的执行元件。

液压操作机构由活塞缸、活塞、活塞杆等组成；通过管接头将压力油引至活塞上、下腔，使活塞上、下移动并带动阀盘实现液压操作阀的启闭。阀口部位采用不锈钢材料或特殊的防锈措施，具有良好防锈性能。其中公称直径 $\geq 50\text{mm}$ 的阀门，在阀盘上装有橡胶封环，以确保阀门的气密性。

- (1) 阀前管道必须冲洗干净。
- (2) 阀体所示箭头必须与介质流向一致。
- (3) 介质必须经过过滤器过滤。
- (4) 阀口部位采用不锈钢材料或特殊的防锈措施，具有良好的防锈性能。

3.2.2 技术供水减压阀

水电厂技术供水压力通常为 0.2~0.3MPa，当水源为上游水库而水头又大于 40m 时，应在技术供水中装设安全可靠的减压装置。水电厂常用减压阀为活塞式。

减压阀是采用控制阀体内的启闭件的开度来调节介质的流量，将介质的压力降低，同时借助阀后压力的作用调节启闭件的开度，使阀后压力保持在一定范围内。该阀的特点，是在进口压力不断变化的情况下，保持出口的压力值在一定的范围内。

- (1) 阀前管道必须冲洗干净。
- (2) 阀体所示箭头必须与介质流向一致。
- (3) 介质必须经过过滤器过滤。
- (4) 阀后应安装预防减压阀失效的快开启式泄压阀。

4 水电厂辅机控制系统

4.1 控制系统综述

水电厂辅机控制系统的控制对象包括机组附属设备和全厂公用油、气、水设备。辅机控制系统的设计应遵循接线简单、功能完备、运行可靠、便于维护的原则。辅机控制系统应根据的机组附属设备和全厂公用油、气、水设备情况及其控制流程要求、使用条件、布置情况，以及配置的自动化元件数量、型式和动力电源等资料进行设计。

近年来，随着科学技术的飞速发展，水电厂自动化水平不断提高，大中型水电厂均按“无人值班”（少人值守）或少人值班设计，辅机控制系统基本上全部采用自动化运行方式。以工业控制计算机、可编程序控制器（PLC）等智能设备为基础的新技术、新工艺、新设备（装置）不断应用到工程实际中，一方面大大提高了辅机设备的运行可靠性和自动化水平；另一方面也大大减轻了运行人员的劳动强度，为水电厂实现无人值班创造了条件。

水电厂采用计算机监控系统后，一般仍按各辅机系统分别设置独立的自动控制装置，控制装置根据各辅机系统的工艺流程要求和自动化元件的设置情况，自动运行。近年来投产的大多数水电厂，独立设置的各辅机控制单元一般都采用以 PLC 为核心控制器，独立组盘，自成系统，实现被控设备的自动控制、故障保护及报警等功能。各控制装置除设置常规操作显示面板外，一些工程中还配置 LCD 触摸屏作为人机界面，用于画面显示、运行监视、参数设定、整定、操作控制、故障报警和查询。各辅机控制单元可独立运行，也可组网相互通信，实现数据共享，并实现与水电厂计算机监控系统的通信。为便于实现全厂的集中监控，各辅机系统设置独立的自动控制装置，可采用现场总线组网的方式或通信口的方式，与水电厂计算机监控系统的机组 LCU 或公用 LCU 连接。各辅机控制单元常用的组网方式有：Modbus plus（MB+）总线、Profibus 总线、以太网、Modbus 串行通信等。在工程实际应用中，一般应根据辅机控制单元选用的 PLC 型号，并结合电厂计算机系统 LCU 型号等，来确定通信组网的方式及网络结构。

目前，许多自动化元件也采用了智能型的测量装置，这类测量装置通过通信口的方式直接与辅机控制装置连接，提高了测量精度和可靠性，也便于测量信息通过自动控制装置转送计算机监控系统。

机组附属设备和全厂公用油、气、水设备的控制对象主要是低压电动机，一些大型电厂会应用到 6kV 或 10kV 高压电动机。因各辅机系统的电动机通常是在设备本体上或在设备附近，所以自动控制装置一般布置在设备附近；同时将有关自动化系统的信息通过常规触点方式或通信方式送入水电厂计算机监控系统，实现远方监视或同时实现远方集中监控。当采用远方集中监控为主的控制方式时，一般在设备附近的自动控制装置上仍需装设常规操作器具，一方面便于远方集中控制接点的连接，另一方面也便于检修和调试。

机组附属设备和全厂公用油、气、水设备的低压电动机一般采用全电压直接启动。当电动机受变压器容量限制、启动电流过大或因机械设备本身对启动转矩有限制时，则应采用降压启动。传统的降压启动方式主要有 Y/△转换和自耦变压器降压启动等，其启动过程依靠时间继电器间接控制，启动特性不理想，存在着启动过程变换时仍产生较大的冲击电流、启动控制相对复杂等缺点。并且由于启动转矩与启动电流的平方成正比，当电流降低 50% 时，启动转矩降低

75%，启动过程不可控。近年来，软启动器或磁吹管式启动器的应用，已基本替代了对鼠笼式电动机的电阻降压或自耦变压器降压启动方式。对绕线式电动机，水电厂一般应用较少，当需要降压启动时，目前仍采用在转子回路串接频敏变阻器的启动方式。软启动器或磁吹管式启动器是利用晶闸管半导体技术，在鼠笼式电动机启动时，根据机械设备启动阻力转矩的条件，限制启动电压和启动电流，其启动电流倍数和启动时间均可方便地进行调整，并且软启动器还可实现电动机的软停车和各种保护功能。

对于电动机主回路，通常应设置空气断路器，用于进线电源隔离及短路保护。对于全电压启动的低压电动机，通常采用磁力启动器或交流接触器作为电动机启动元件。对于采用了软启动器的容量相对较大的电动机，通常利用软启动器作为启动元件，同时设有磁力启动器或交流接触器，作为电动机启动后正常运行时的工作元件，电动机启动完成后，通过旁路切换回路，以减少软启动器工作时间，延长其寿命；对于 75kW 及以上的电动机，一般应考虑配设旁路接触器。对于采用了软启动器的容量相对不是很大的电动机，通常直接利用软启动器作为电动机启动后运行时的工作元件，可不再设置磁力启动器或交流接触器。采用软启动装置，几种控制接线见图 5.6-3~图 5.6-6。对于具有双方向旋转运行的电动机，一般采用可逆式磁力启动器进行控制，通过倒换电源相序的方式，来控制电动机的旋转方向。

低压电动机的控制电源根据控制回路各元件工作电压要求，可以选用 AC380V 或 AC220V。一般来说，为便于控制开关、按钮、继电器等控制元件的选择，降低接点容量要求，应优先选用 AC220V 控制电源。当电动机采用双路电源供电时，其控制回路应对控制电源进行自动切换；对于 2 台或 2 台以上电动机的公用控制回路，其控制电源也应考虑自动切换或单独引入另一可靠电源；对于重要的电动机控制回路，为保证运行可靠以及控制元件本身要求采用直流控制时，控制电源可采用直流电源。提高控制电源可靠性的几种接线见图 5.6-7。

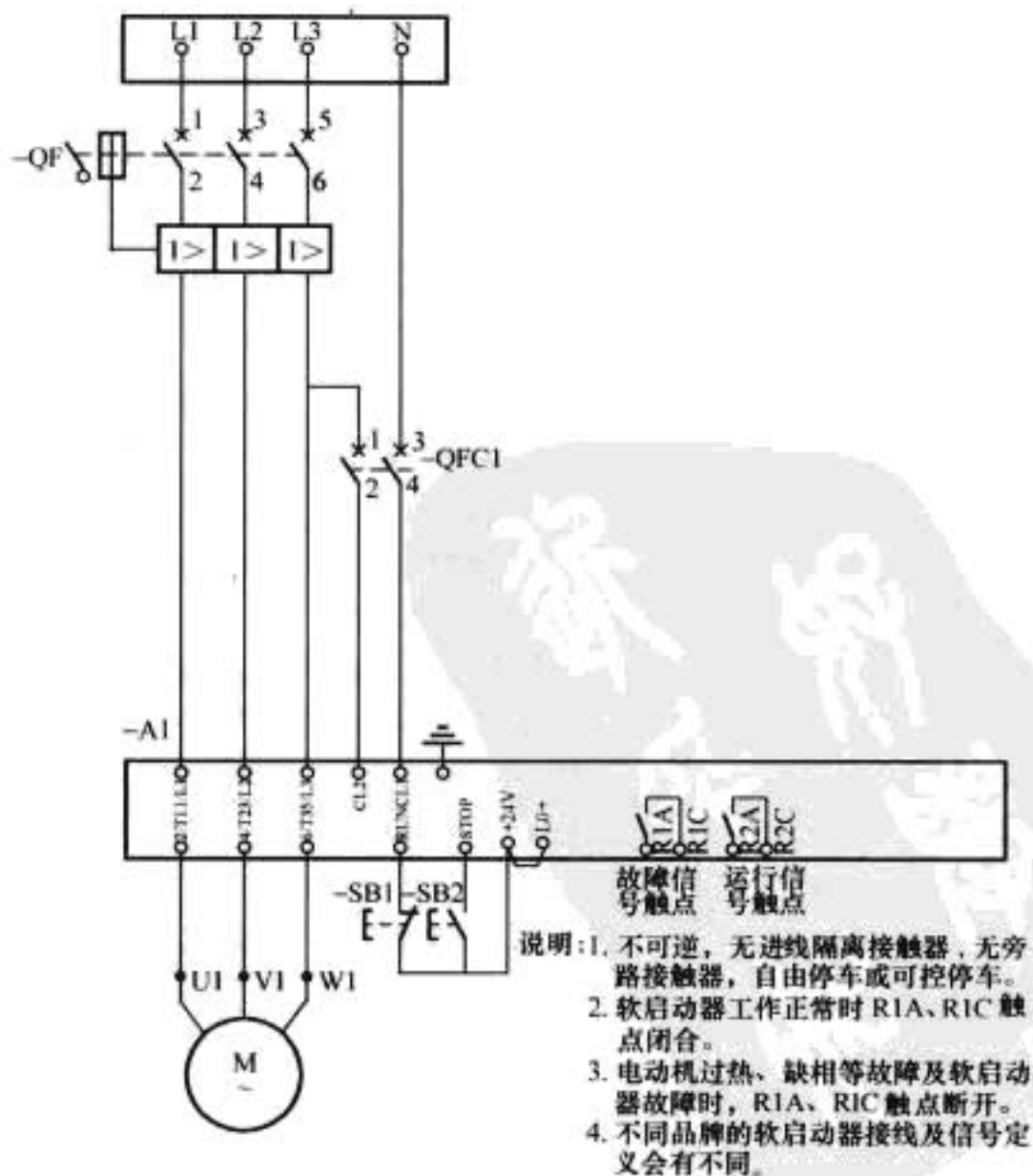


图 5.6-3 软启动器典型接线图 1

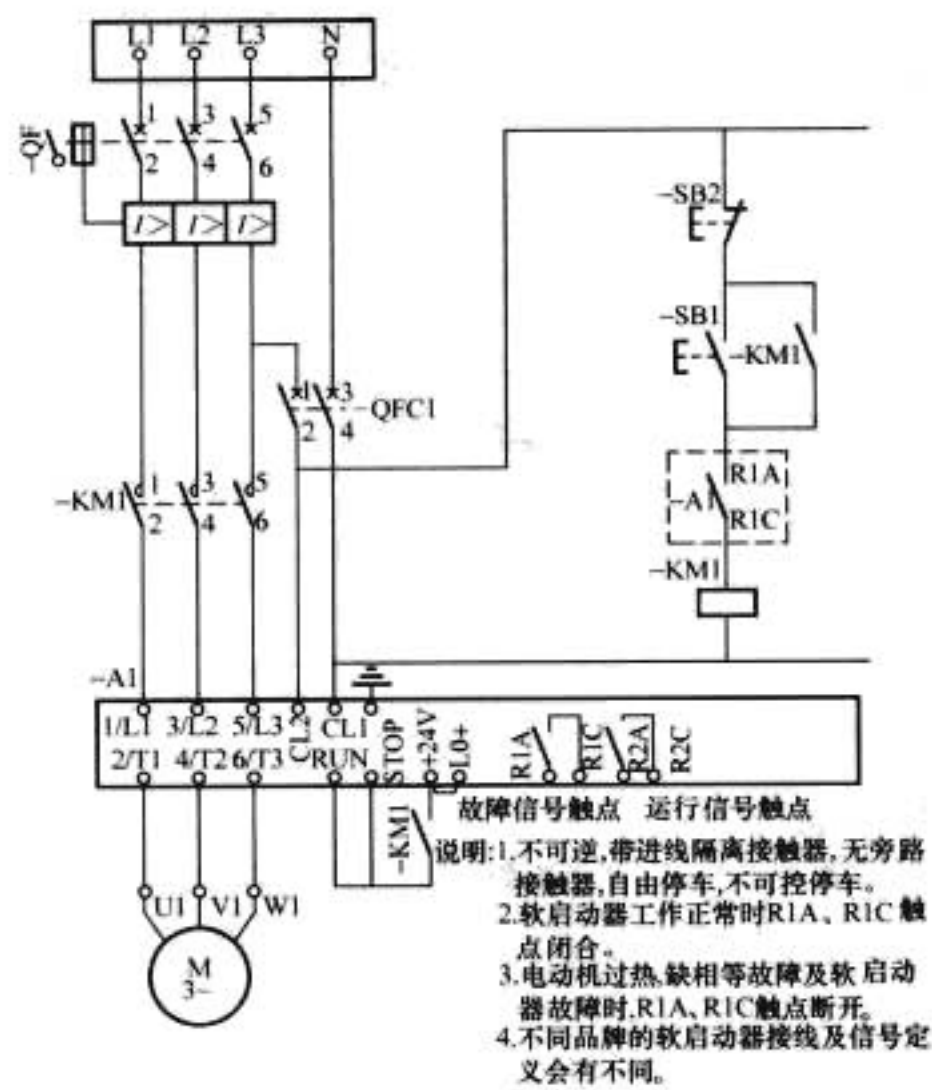


图 5.6-4 软启动器典型接线图 2

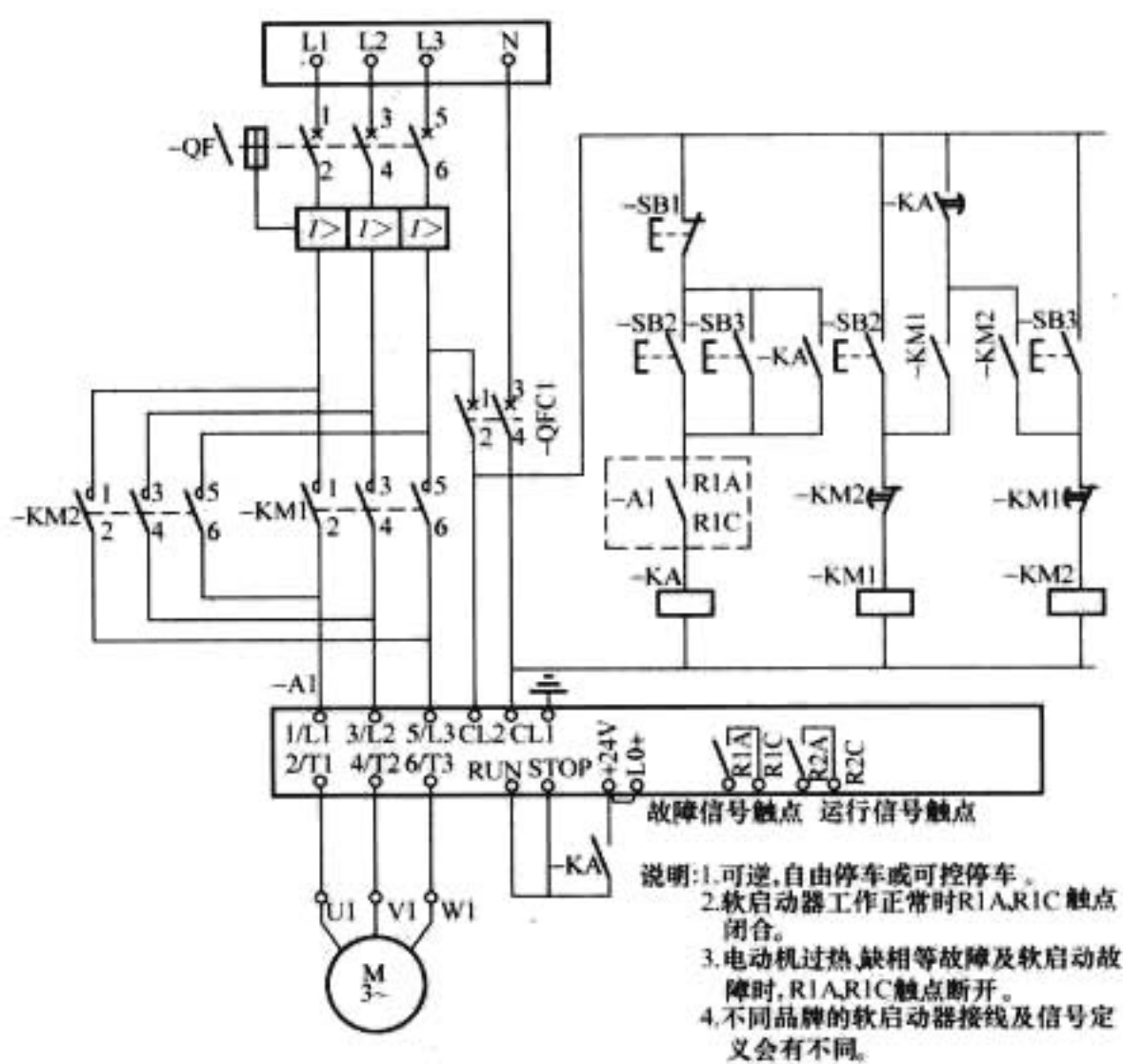


图 5.6-5 软启动器典型接线图 3

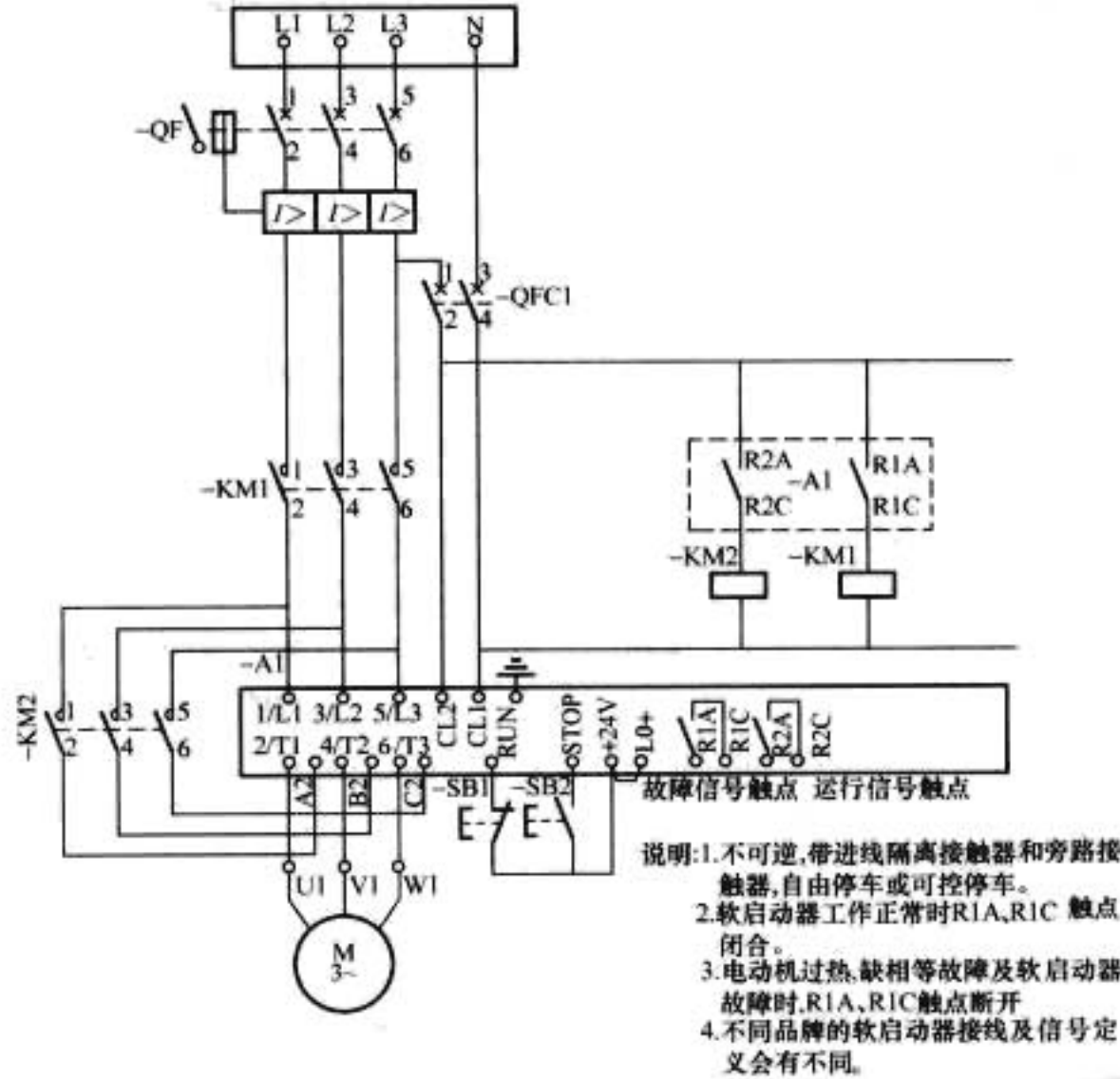


图 5.6-6 软启动器典型接线图 4

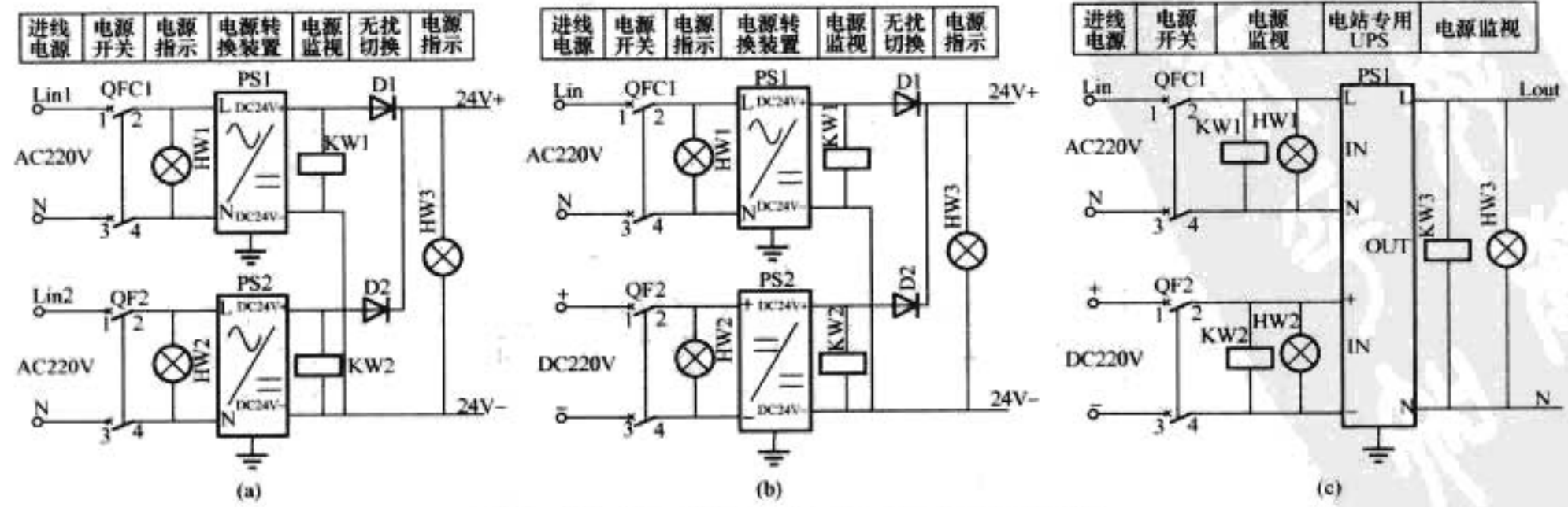


图 5.6-7 提高控制电源可靠性的几种接线图

(a) 双路 AC220V 供电的 DC24V 供电回路; (b) 交直流 220V 供电的 DC24V 供电回路; (c) 交直流 220V 供电的 AC220V 供电回路

在电动机控制回路中的各种触点，其工作电压和接点容量应满足切断和投入启动元件的要求。当某些温度、压力等非电量测量装置的触点不能满足要求时，应加装中间继电器

扩大触点容量。对于传感器、变送器的模拟量信号应加装信号配电器或隔离器，几种接线方式见图 5.6-8。

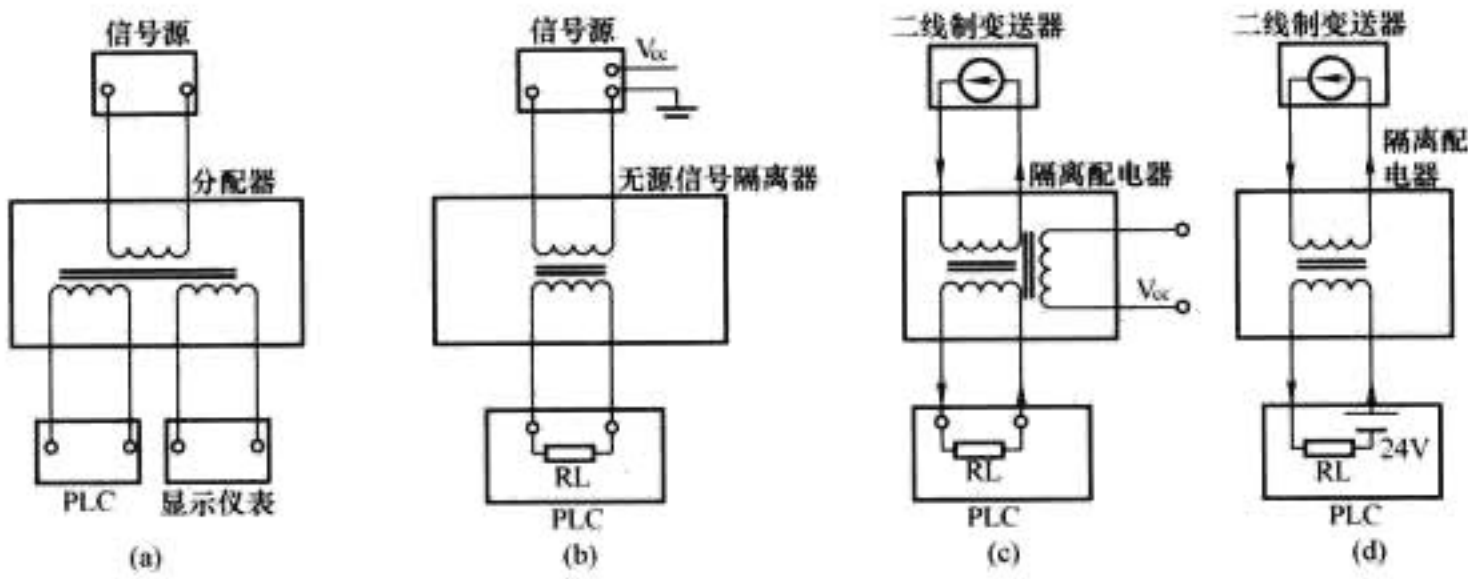


图 5.6-8 隔离配电器的几种接线图

(a) 隔离式信号分配器；(b) 用于四线制转二线制的信号隔离器；(c) 信号隔离配电器；(d) 带有电源传送的信号隔离配电器

在电动机控制回路中，应装设熔断器作为控制回路的接地或短路保护。熔断器应尽可能装设在靠近动力电源侧。当控制电源取自相电压时，通常只在相线上装设熔断器；当控制电源取自线电压时，两相均应装设熔断器；但如果其中的一相直接接到磁力启动器的吸引线圈时，该相上的熔断器也可不装。

根据《电测量及电能计量装置设计技术规程》的要求，55kW 及以上的电动机和 55kW 以下易过负荷的电动机或生产工艺要求需要监视电流的电动机，均应测量交流电流。

低压电动机的保护选择及整定计算参见第 5 章。

在工程设计过程中，设计人员一方面应根据各辅机系统的工艺要求，确定相应的控制流程；另一方面，应积极与控制装置的供货厂家联络、配合，协助厂家完善辅机控制系统的自动控制接线，确定各控制装置的保护、控制、测量、闭锁、信号、通信接口等环节，使各控制装置更好地满足工程实际需要。

对水电厂的机组附属设备和全厂公用油、气、水设备，一般可分油压系统、压缩空气系统和水系统等三个系统。其中油压系统包括调速器或进水阀油压装置的自动控制、漏油泵及推力轴承高压油顶起油泵的自动控制；压缩空气系统包括低压压缩空气系统和高压（中压）压缩空气系统的自动控制；水系统包括技术供水系统的自动控制、排水系统的自动

控制及水处理系统的自动控制。以下将分别介绍。

4.2 压缩空气系统

近年来，随着我国的扩大开放和工业自动化水平的提高，无论进口或国产的空气压缩机，大都设置了智能自动控制装置，用于单台空气压缩机的本体控制。但由于空气压缩机本体控制装置仅用于本体保护、监视与控制，并且其通信功能较弱，通信协议不统一，所以一般无法实现多台空气压缩机的联合控制，无法实现与水电厂计算机监控系统通信功能。因此，对于水电厂压缩空气系统，通常设有独立的控制单元，用于实现多台空气压缩机的联合控制，以提供充足、稳定的压缩空气，并实现与水电厂计算机监控系统的通信。对于本体自动控制装置的空气压缩机，在设计中应着重解决好联合控制与空气压缩机本体控制装置之间的电气接口问题。

4.2.1 低压压缩空气系统

水电厂低压压缩空气系统主要用于机组制动、调相压水、机组密封围带充气 and 厂内检修用气等。下面以四台水冷空气压缩机为例（其中两台用于检修用气），介绍低压压缩空气系统控制功能和接线，其系统示意图见图 5.6-9，测点统计见表 5.6-2。

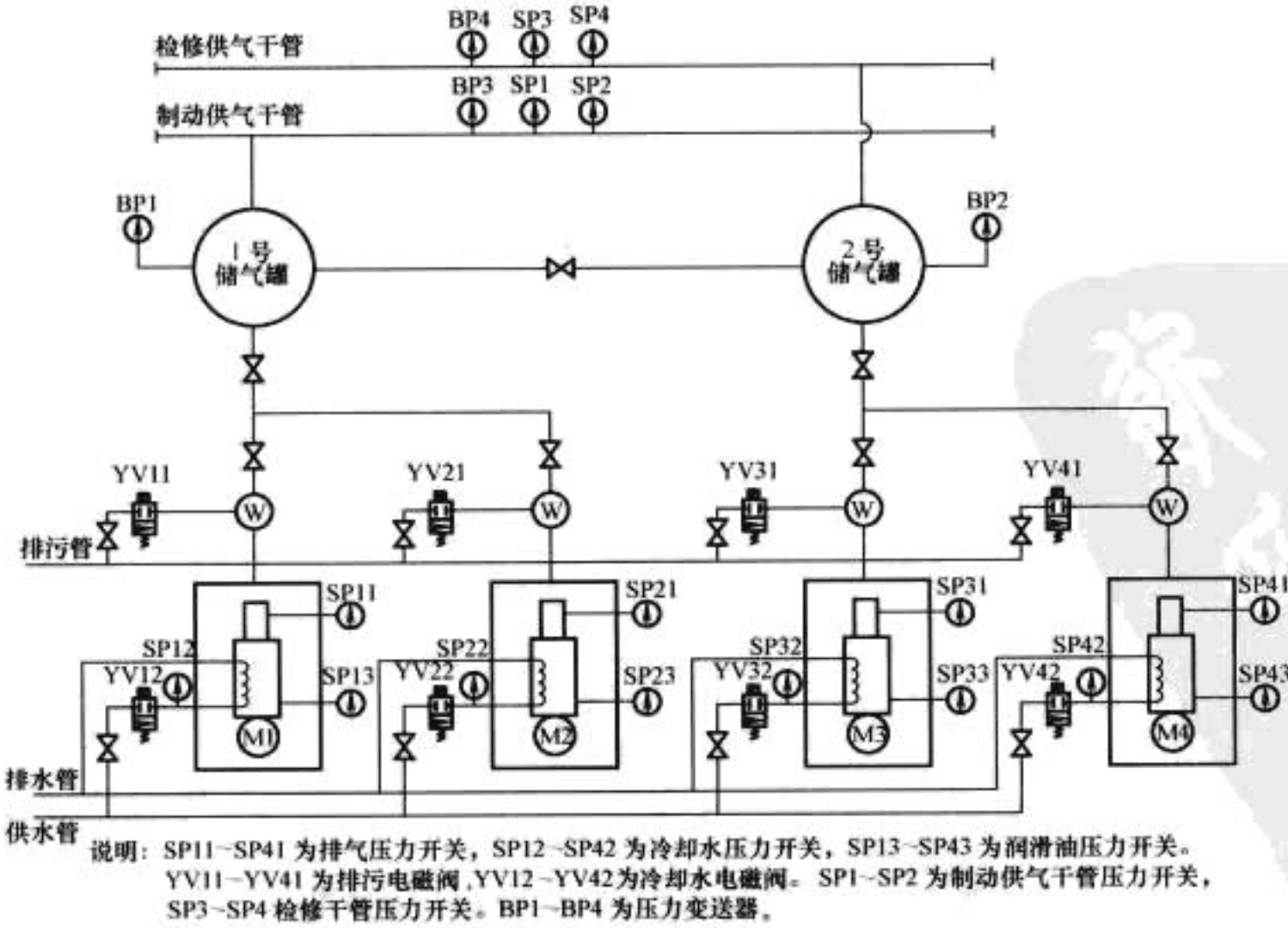


图 5.6-9 低压压缩空气系统示意图

4.2.1.1 I/O测点数统计及配置

表 5.6-2 某工程低压压缩空气系统测点统计表

开关量输入 (DI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	1~4号空气压缩机自动方式	方式转换开关	状态信号	4
2	1~4号空气压缩机手动方式	方式转换开关	状态信号	4
3	1~4号空气压缩机切除方式	方式转换开关	状态信号	4
4	1~4号空气压缩机运行	断路器触点	状态信号	4
5	1~4号空气压缩机主电源断路器跳闸	断路器触点	报警信号	4
6	1~4号空气压缩机电气故障	软启动器触点	报警信号	4
7	1~4号空气压缩机排气压力过高	空气压缩机控制箱	报警信号	4
8	1~4号空气压缩机冷却水压力过低	空气压缩机控制箱	报警信号	4
9	1~4号空气压缩机润滑油压力过低	空气压缩机控制箱	报警信号	4
10	制动干管主用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
11	检修干管主用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
12	制动干管备用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
13	检修干管备用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
14	制动干管压力正常	压力开关	状态信号	1
15	检修干管压力正常	压力开关	状态信号	1
16	制动干管压力过低	压力开关	报警信号	1
17	检修干管压力过低	压力开关	报警信号	1
18	信号总清	总清按钮	状态信号	1
小 计				45
模拟量输入 (AI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	制动干管压力	压力变送器	状态信号	1
2	检修干管压力	压力变送器	状态信号	1
3	1号储气罐压力	压力变送器	状态信号	1
4	2号储气罐压力	压力变送器	状态信号	1
小 计				4
开关量输出 (DO)				
序号	信号内容	信号去向	信号性质	数量
1	1~4号空气压缩机启动控制	继电器	控制信号	4
2	1~4号空气压缩机停止控制	继电器	控制信号	4
3	1~4号空气压缩机排污阀控制	继电器	控制信号	4
4	1~4号空气压缩机冷却水阀控制	继电器	控制信号	4
5	1~4号空气压缩机故障	继电器	控制信号	4
6	备用空气压缩机投入	继电器	状态信号	1
7	制动用气系统压力过低	继电器	报警信号	1
8	检修用气系统压力过低	继电器	报警信号	1
9	PLC故障	继电器	报警信号	1
小 计				24

4.2.1.2 控制方式

每台空气压缩机设置一个“手动、自动、切除”三位置的切换开关,用于控制方式设置。

(1) 手动工作方式:独立于 PLC,每一台空气压缩机设有一组“启/停”手动操作按钮,由操作人员以手动工作方式直接控制空气压缩机的启停。任何情况下,手动控制

优先。

(2) 自动工作方式:PLC 依据工艺流程的要求自动控制空气压缩机的启停。工作机、备用机由 PLC 根据空气压缩机累计运行时间或次数自动轮换设定。

(3) 切除工作方式:闭锁任何控制命令,只有当受控设备处于检修状态下,采用这种运行方式。

4.2.1.3 压力测量方式

制动干管和检修干管分别设置 1 套压力开关和 1 套压力变送器,由 PLC 对两种压力信号冗余处理,用于控制空气压缩机的启停。

储气罐设置 1 套压力变送器,用于监视储气罐压力。

4.2.1.4 压力控制流程

(1) 供气干管的“主用空气压缩机启动压力”、“备用空气压缩机启动压力”、“压力正常”和“压力过低”信号,由 PLC 实现开关量和模拟量压力纠偏校准。

(2) 当供气干管降至“主用空气压缩机启动压力”时,系统自动启动主用空气压缩机;到达“备用主用空气压缩机启动压力”时,自动启动备用空气压缩机;压力恢复到“正常压力”时,自动停止所有运行中的空气压缩机;“压力过低”时,发出压力过低报警信号。

4.2.1.5 空气压缩机控制流程

(1) 同时启动的空气压缩机,相互间设有一定的时间间隔(可设定),实现分时启动,以减少对电源母线的冲击。

(2) 空气压缩机启动前首先开启其冷却水阀,以提供必要的冷却水。同时开启排污阀,在空气压缩机启动后延时关闭排污电磁阀,实现空载启动。

(3) 空气压缩机在运行过程中定时打开排污阀,进行排污,排污阀打开后经延时再关闭排污阀,排污时间和排污周期可以设定。空气压缩机停运后自动打开排污电磁阀排污。

(4) 排气压力过高、润滑油压力过低、冷却水压力过低情况下,启动空气压缩机本体保护功能,停止空气压缩机运行。

(5) 工作机出现故障后,自动启动备用空气压缩机。

(6) 采用软启动,以减少对电源的冲击和机械设备的冲击。

4.2.1.6 本地信号显示

控制盘上至少应显示以下信号:

- (1) 空气压缩机运行信号。
- (2) 空气压缩机故障信号。
- (3) 备用空气压缩机投入信号。
- (4) 空气压缩机排气压力过高报警信号。
- (5) 制动用气系统压力过低报警信号。
- (6) 检修用气系统压力过低报警信号。
- (7) 润滑油、冷却水压力过低报警信号。
- (8) PLC 故障信号。
- (9) 电源指示。

4.2.1.7 上传信号

以计算机通信方式将各种状态量、模拟量和报警信息通过网络总线传送到计算机监控系统,并设有必要的开关量无源接点输出(如控制电源消失、PLC 故障等)。

低压空压机控制接线见图 5.6-10 和图 5.6-11。

4.2.2 高压压缩空气系统

水电厂高压压缩空气系统主要用于机组调速器、蝶阀油压装置的供气及高压配电装置的气动操作用气。下面以三台空气压缩机为例,介绍高压压缩空气系统的控制功能和接线,其系统示意图见图 5.6-12,测点统计见表 5.6-3。

供气干管压力开关触点动作图表

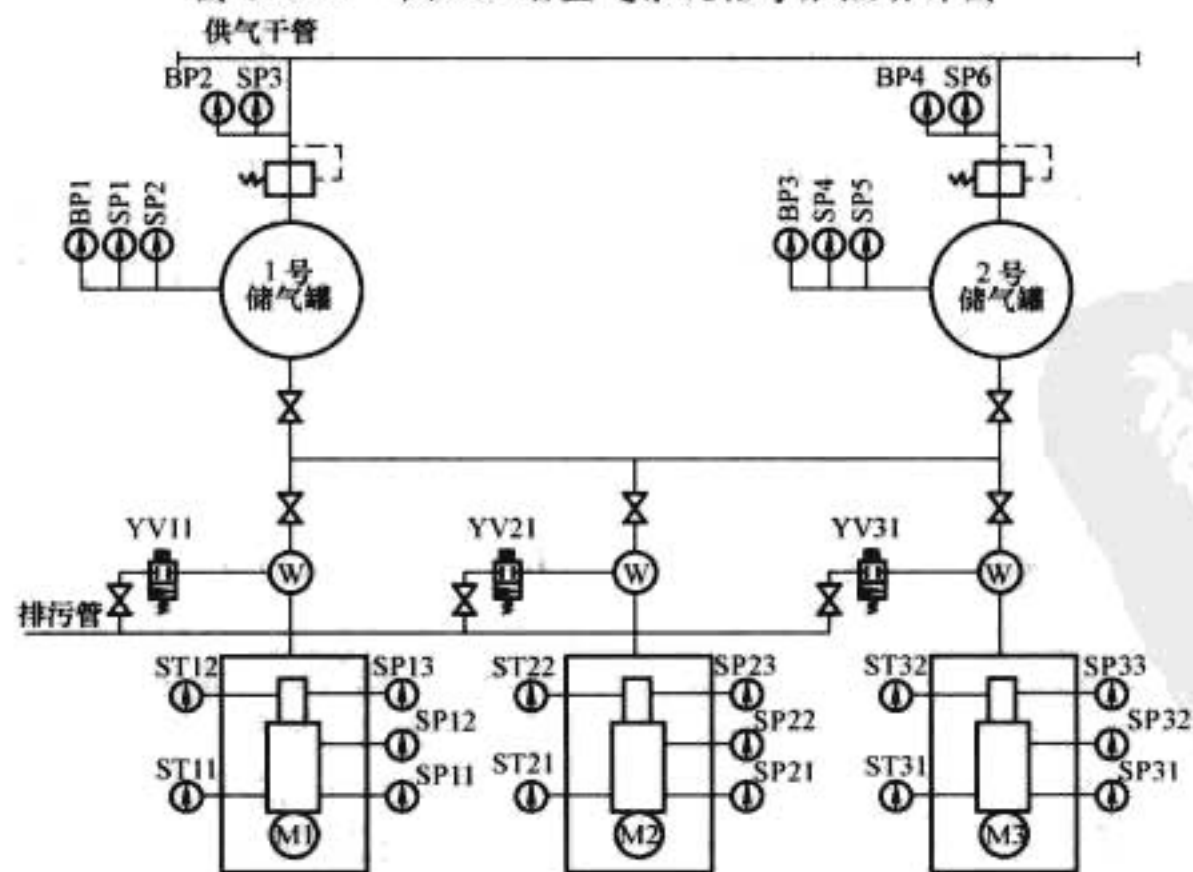
位置 触点号	压力 过低	备用机 启动压力	工作机 启动压力	压力 正常	用途
SP1-1(SP3-1)					启动工作机
SP1-1(SP3-1)					停机
SP2-1(SP4-1)					启动备用机
SP2-2(SP4-2)					报警

空气压缩机本体压力开关触点动作图表

位置 触点号	润滑油 压力过低	冷却水 压力过低	排气 压力过高	用途
SP11-1				报警,联动停机
SP12-1				报警,联动停机
SP13-1				报警,联动停机

说明：各空气压缩机信号触点动作相同。

图 5.6-11 低压压缩空气系统信号触点动作图



说明:SP11~SP31 为一级排气压力开关,SP12~SP32 为二级排气压力开关,SP13~SP33 为终级排气压力开关,YV11~YV31 为排污电磁阀,ST11~ST31 为润滑油温度开关,ST12~ST32 为终级排气温度开关,SP1~SP8 压力开关,BP1~BP4 为压力变送器。

图 5.6-12 高压压缩空气系统示意图

4.2.2.1 I/O 测点数统计及配置

表 5.6-3 某工程高压压缩空气系统测点统计表

开关量输入 (DI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	1~3 号空气压缩机自动方式	方式转换开关	状态信号	3
2	1~3 号空气压缩机手动方式	方式转换开关	状态信号	3
3	1~3 号空气压缩机切除方式	方式转换开关	状态信号	3
4	1~3 号空气压缩机运行	断路器触点	状态信号	3
5	1~3 号空气压缩机主电源断路器跳闸	断路器触点	报警信号	3
6	1~3 号空气压缩机电气故障	软启动器触点	报警信号	3
7	1~3 号空气压缩机一级排气压力过高	空气压缩机控制箱	报警信号	3
8	1~3 号空气压缩机二级排气压力过高	空气压缩机控制箱	报警信号	3
9	1~3 号空气压缩机终级排气压力过高	空气压缩机控制箱	报警信号	3
10	1~3 号空气压缩机终级排气温度过高	空气压缩机控制箱	报警信号	3
11	1~3 号空气压缩机润滑油温度正常	空气压缩机控制箱	报警信号	3
12	1~3 号空气压缩机润滑油温度过高	空气压缩机控制箱	报警信号	3
13	1 号储气罐主用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
14	2 号储气罐主用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
15	1 号储气罐备用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
16	2 号储气罐备用空气压缩机启动压力	压力开关	状态信号	1
17	1 号储气罐压力正常	压力开关	状态信号	1
18	2 号储气罐压力正常	压力开关	状态信号	1
19	1 号储气罐压力过低	压力开关	报警信号	1
20	2 号储气罐压力过低	压力开关	报警信号	1
21	1 号减压阀后压力过低	压力开关	报警信号	1
22	1 号减压阀后压力过高	压力开关	报警信号	1
23	2 号减压阀后压力过低	压力开关	报警信号	1
24	2 号减压阀后压力过高	压力开关	报警信号	1
25	信号总清	总清按钮	状态信号	1
26	储气罐检修选择开关	选择开关	状态信号	2
小 计				48
模拟量输入 (AI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	1 号储气罐压力	压力变送器	状态信号	1
2	2 号储气罐压力	压力变送器	状态信号	1
3	1 号减压阀后压力	压力变送器	状态信号	1
4	2 号减压阀后压力	压力变送器	状态信号	1
小 计				4
开关量输出 (DO)				
序号	信号内容	信号去向	信号性质	数量
1	1~3 号空气压缩机启动控制	继电器	控制信号	3
2	1~3 号空气压缩机停止控制	继电器	控制信号	3
3	1~3 号空气压缩机排污阀控制	继电器	控制信号	3
4	1~3 号空气压缩机故障	继电器	控制信号	3
5	1~3 号空气压缩机排气压力过高	继电器	控制信号	3
6	1~3 号空气压缩机排气温度过高	继电器	控制信号	3
7	1~3 号空气压缩机润滑油温度过高	继电器	控制信号	3
8	备用空气压缩机投入	继电器	状态信号	1
9	系统压力异常	继电器	报警信号	1
10	PLC 故障	继电器	报警信号	1
小 计				24

4.2.2.2 控制方式

每台空气压缩机设置一个“手动、自动、切除”三位置

的切换开关,用于控制方式设置。

(1) 手动工作方式:独立于 PLC,每一台空气压缩机设有一组“启/停”手动操作按钮,由操作人员以手动工作方式直接控制空气压缩机的启停。任何情况下,手动控制优先。

(2) 自动工作方式:PLC 依据工艺流程的要求自动控制空气压缩机的启停。工作机、备用机由 PLC 根据空气压缩机累计运行时间或次数自动轮换设定。

(3) 切除工作方式:闭锁任何控制命令,只有当受控设备处于检修状态下,采用这种运行方式。

4.2.2.3 压力测量方式

储气罐分别设置 1 套压力开关和 1 套压力变送器,由 PLC 对两种压力信号冗余处理,用于控制空气压缩机的启停。

减压阀后分别设置 1 套压力开关和 1 套压力变送器,用于监视与报警。

4.2.2.4 压力控制流程

(1) 储气罐的“主用空气压缩机启动压力”、“备用空气压缩机启动压力”、“压力正常”和“压力过低”信号,由 PLC 实现开关量和模拟量纠偏校准。

(2) 当储气罐降至“主用空气压缩机启动压力”时,系统自动启动主用空气压缩机;到达“备用主用空气压缩机启动压力”时,自动启动备用空气压缩机;压力恢复到“正常压力”时,自动停止所有运行中的空气压缩机;“压力过低”时,发出压力过低报警信号。

(3) 在运行过程中,当减压阀后的压力下降至过低或升至过高压力时,发中压空气压缩机系统减压阀后压力异常故障信号。

4.2.2.5 空气压缩机控制流程

(1) 同时启动的空气压缩机,相互间设有一定的时间间隔(可设定),实现分时启动,以减少对电源母线的冲击。

(2) 空气压缩机启动前首先开启排污阀,在空气压缩机启动后延时关闭排污电磁阀,实现空载启动。

(3) 空气压缩机在运行过程中定时打开排污阀,进行排污,排污阀打开后经延时再关闭排污阀,排污时间和排污周期可以设定。空气压缩机停运后自动打开排污电磁阀排污。

(4) 各级排气压力过高、排气温度过高、润滑油温度过高情况下,启动空气压缩机本体保护功能,停止空气压缩机运行。

(5) 工作机出现故障后,自动启动备用空气压缩机。

(6) 采用软启动,以减少对电源的冲击和机械设备的冲击。

4.2.2.6 本地信号显示

控制盘上至少应显示以下信号:

- (1) 空气压缩机运行信号。
- (2) 空气压缩机故障信号。
- (3) 备用空气压缩机投入信号。
- (4) 空气压缩机排气压力过高报警信号。
- (5) 空气压缩机排气温度过高报警信号。
- (6) 系统压力异常报警信号。
- (7) 润滑油温度过高报警信号。
- (8) PLC 故障信号。
- (9) 电源指示。

4.2.2.7 上传信号

以计算机通信方式将各种状态量、模拟量和报警信息通过网络总线传送到计算机监控系统,并设有必要的开关量无源接点输出(如控制电源消失、PLC 故障等)。

高压空气压缩机控制接线见图 5.6-13 和图 5.6-14。

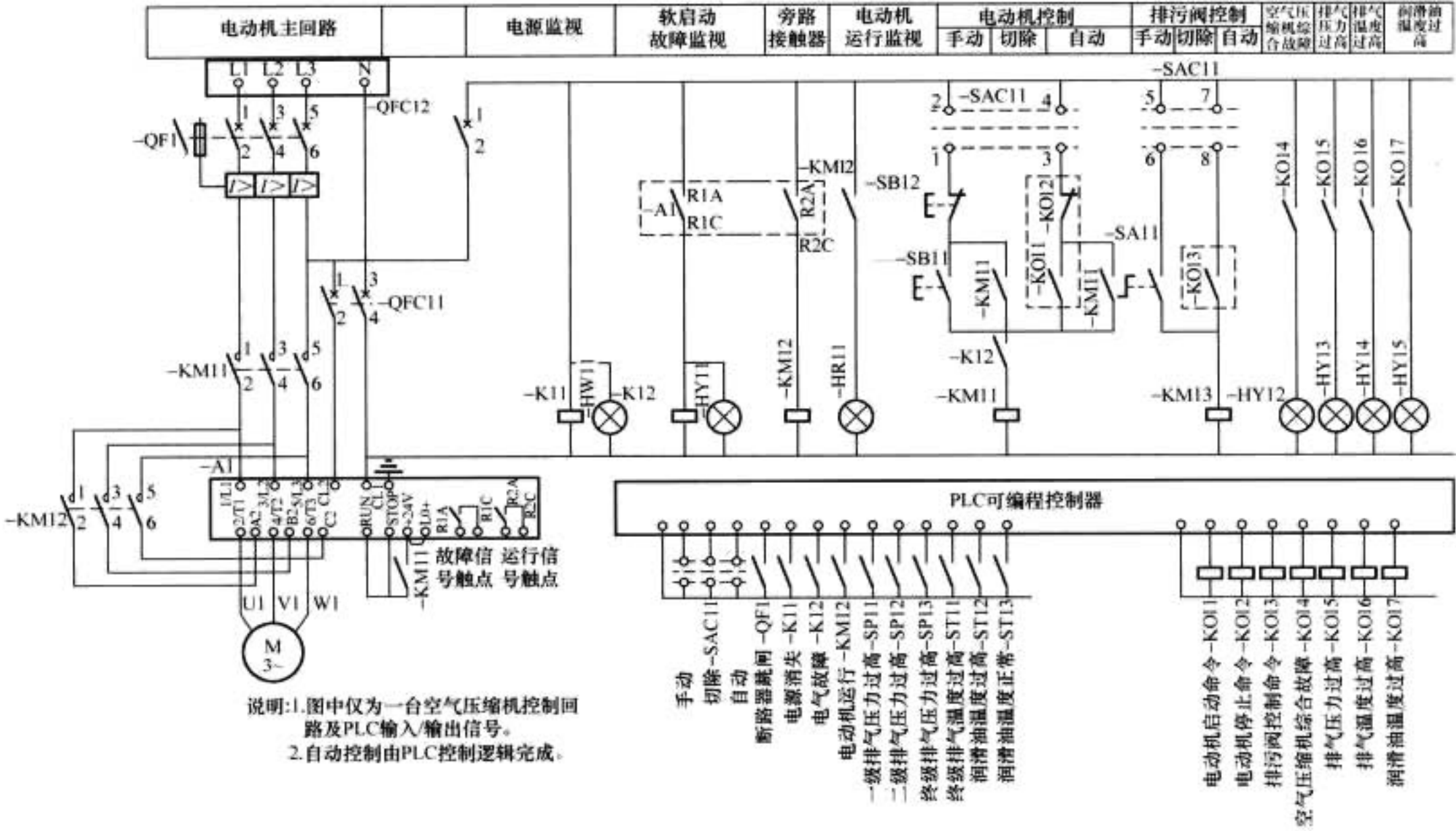


图 5.6-13 高压空气压缩机控制接线图

储气罐压力开关触点动作图表					
位置 触点号	压力 过低	备用机 启动压力	工作机 启动压力	压力 正常	用途
SP1-1(SP3-1)					启动工作机
SP1-1(SP3-1)					停机
SP2-1(SP4-1)					启动备用机
SP2-2(SP4-2)					报警

减压阀后压力开关触点动作图表			
位置 触点号	压力 过低	压力 过高	用途
SP5-1(SP6-1)			报警
SP5-2(SP6-2)			报警

空气压缩机本体压力开关触点动作图表				
位置 触点号	一级排气 压力过高	二级排气 压力过高	三级排气 压力过高	用途
SP11-1				报警,联动停机
SP12-1				报警,联动停机
SP13-1				报警,联动停机

空气压缩机本体温度开关触点动作图表					
位置 触点号	终级排气 温度正常	终级排气 温度过高	润滑油 温度正常	润滑油 温度过高	用途
SP11-1					报警,联动停机
SP11-2					报警,联动停机
SP13-1					报警,联动停机
SP13-2					报警,联动停机

说明:各空气压缩机信号触点动作相同。

图 5.6-14 高压压缩空气系统信号触点动作图

4.3 供水系统

水电厂供水系统主要是为水轮发电机组、水冷变压器、水冷式空气压缩机及其他采用水冷却的附属设备提供冷却和润滑用水。近年来,由于水冷变压器、水冷式空气压缩机已很少采用,所以目前供水系统主要是指机组的冷却、润滑、密封、消防等用水系统。机组技术供水方式一般根据电站水

头范围确定,主要有自流供水、自流减压供水、水泵供水及水泵与自流混合供水等几种方式。当电站水头低于 15m 时,自流供水已难以满足用水设备的需要;当电站水头高于 80~90m,自流减压供水相对已不经济;此时都需采用水泵供水方式。

水泵供水包括单元供水和集中供水两种方案。单元供水即每台机组设有一台(组)工作水泵,每 1~3 台机组共用一台备用水泵,单元供水自动控制接线相对简单;集中供水是几台机组或全厂共用一组水泵,其自动控制接线相对复杂。近年来,一些水头在 80~170m 左右的电站,采用射流泵供水方式,效果较好。由于对实际工程而言,无论采用何种供水方式,均应满足机组技术供水的水量、水质和水压要求,所以在实际技术供水系统自动控制设计中,还应考虑对供水阀、减压阀、滤水器等设备的控制。

因各种供水方式下的控制接线形式较多,这里只介绍自动控制接线的设计原则,对不同的工程,可根据实际供水需要,完善相应的控制接线。

水泵控制接线见图 5.6-15,电动阀门控制接线见图 5.6-16。

4.4 排水系统

水电厂厂内排水系统一般分为机组检修排水和厂房渗漏排水两部分。由于机组检修排水只是用于排出蜗壳、尾水管、压力管道内的积水及上下游堵水闸门的漏水,通常可采用手动控制,当机组检修时,运行人员到现场操作。但近年来,随着自动化水平的提高,越来越多的电站对机组检修排水都设置了自动控制装置。渗漏排水因关系到电站的安全,通常都设有工作排水泵和备用排水泵,并均采用自动操作。

排水系统的自动控制,都是通过液位信号装置测量水位的变化,来控制排水泵的启动和停止。以前使用的液位信号装置主要是磁钢式和电极式,由于液位信号器安装在集水井附近,阴暗潮湿,电极的电源一般要经过隔离变压器降压;并且集水井的水质较脏,常有油泥浮在表面,当水位上下变

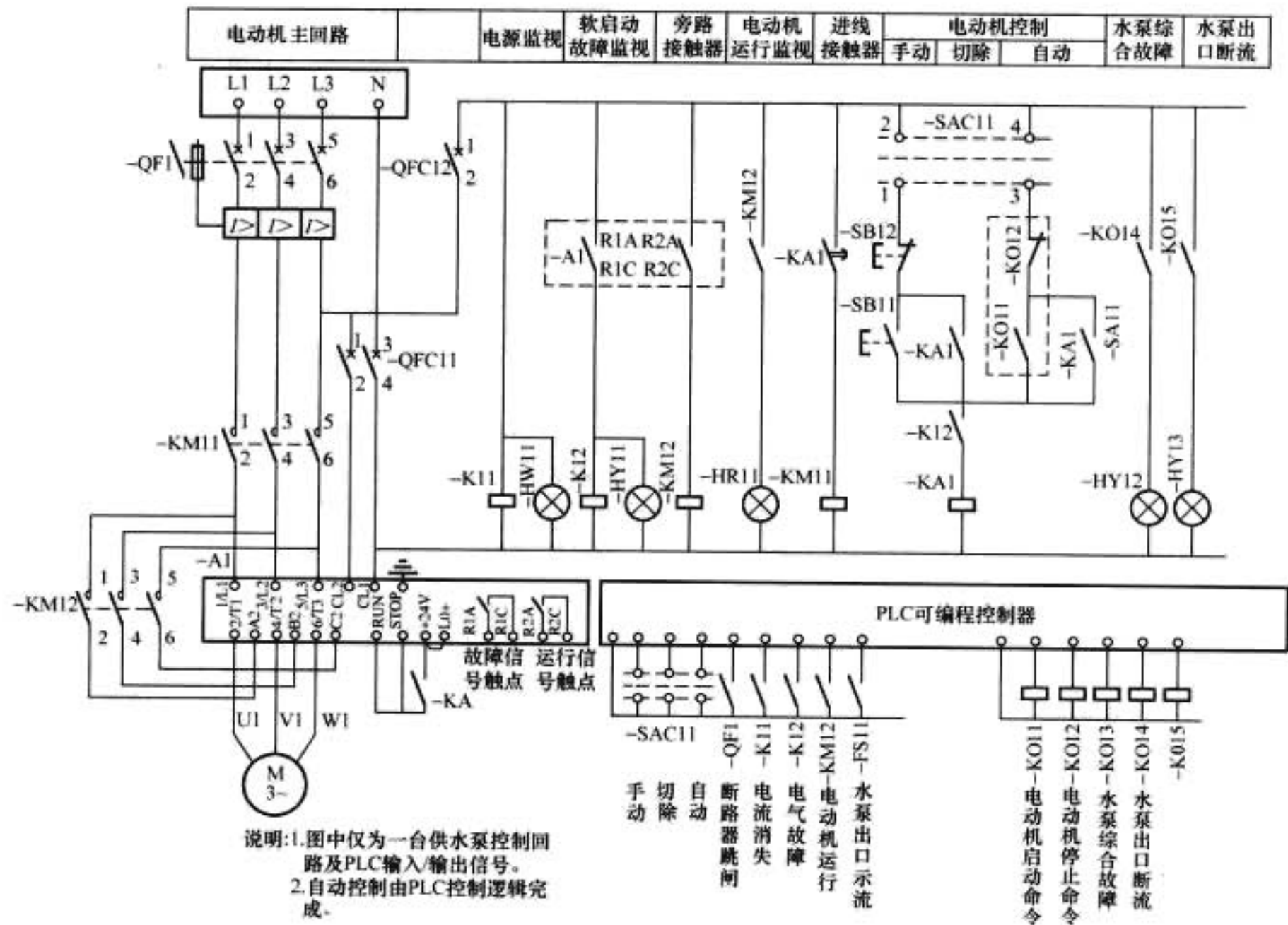


图 5.6-15 供水系统水泵控制接线图

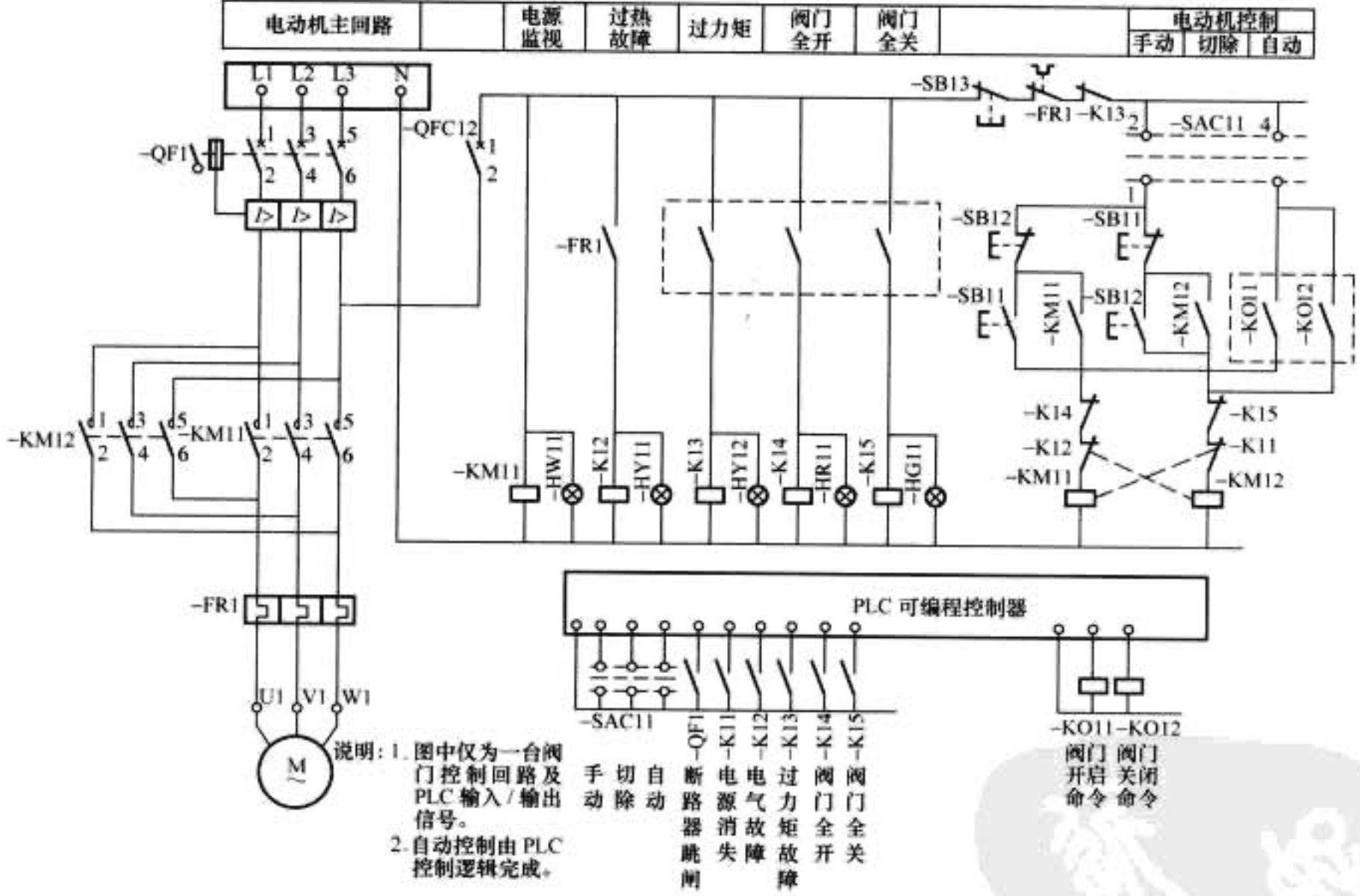


图 5.6-16 供水系统电动阀门控制接线图

化时，油泥常黏附在电极或液位信号器的浮球上，使电极导电不良或浮球无法移动，导致排水泵控制失灵。近年来，采用新型原理的压力式、超声波式、吹气式液位信号装置大量使用，不但具有水位接点输出，有的还具有 4~20mA 模拟量输出，可直接与 PLC 连接，提高了液位测量精度，并可方便地实现集水井水位的远方监控。

机组检修排水的排水量一般都比较大大，选用的排水泵为卧式离心泵和立式深井泵两种；因厂房渗漏排水的可靠性直接关系到厂房安全，统计国内已建大中型水电厂实际选用的

渗漏排水泵的类型，可以看出主要为卧式离心泵和立式深井泵，也有采用立式潜水泵和射流泵的。一般立式深井泵在启动前，应先给其轴承提供润滑水，润滑水的投入应采用自动控制。

下面以渗漏排水系统（三台深井泵）为例，介绍其控制功能及接线，渗漏排水系统示意图见图 5.6-17，测点统计见表 5.6-4。对于检修排水系统，通过“检修投入”操作开关，启动所有水泵运行，以便有效排出检修初期的大水量，之后则根据水位情况，系统将自动转入渗漏排水工况。

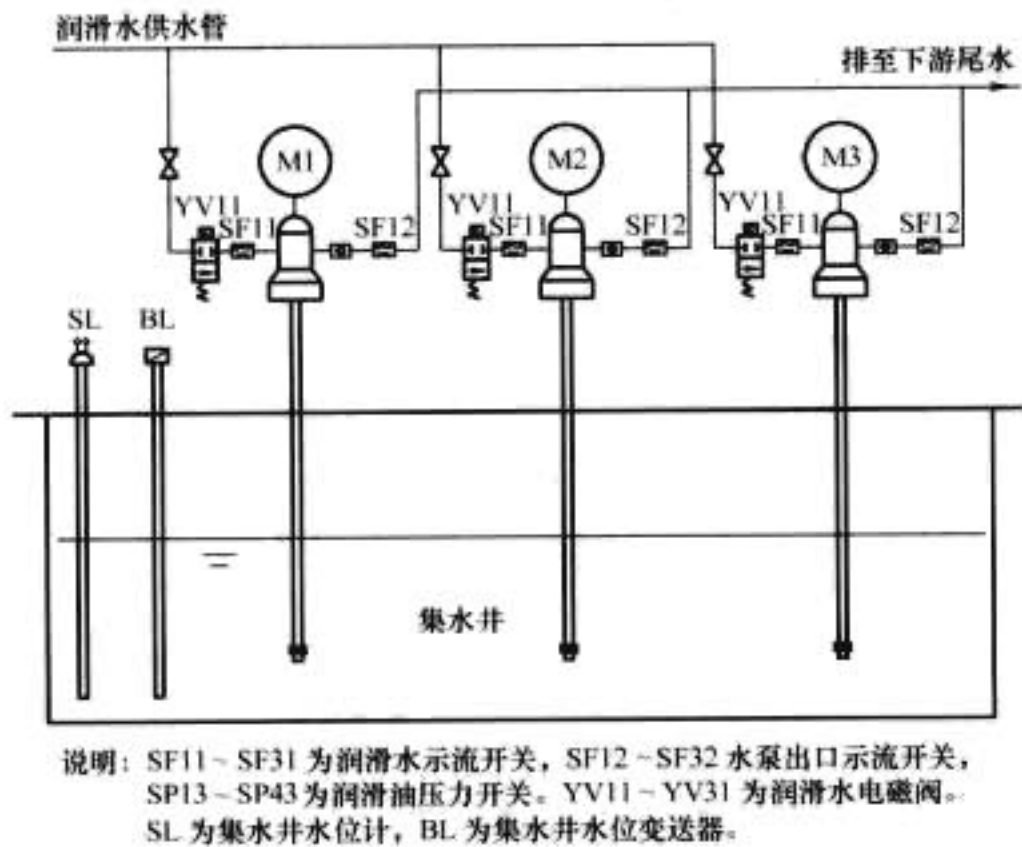


图 5.6-17 渗漏排水系统示意图

4.4.1 I/O 测点数统计及配置

表 5.6-4 某典型工程渗漏排水系统测点统计表

开关量输入 (DI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	1~3 号深井泵自动方式	方式转换开关	状态信号	3
2	1~3 号深井泵手动方式	方式转换开关	状态信号	3
3	1~3 号深井泵切除方式	方式转换开关	状态信号	3
4	1~3 号深井泵运行	接触器触点	状态信号	3
5	1~3 号深井泵主电源断路器跳闸	断路器触点	报警信号	3
6	1~3 号深井泵电气故障	软启动器触点	报警信号	3
7	1~3 号深井泵润滑水示流	示流开关	状态信号	3
8	1~3 号深井泵出水管示流	示流开关	状态信号	3
9	主用泵启动水位	集水井水位计	状态信号	1
10	备用泵启动水位	集水井水位计	状态信号	1
11	水位超高报警	集水井水位计	状态信号	1
12	停泵水位	集水井水位计	状态信号	1
13	信号总清	总清按钮	状态信号	1
小 计				29
模拟量输入 (AI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	集水井液位	液位变送器	状态信号	1
小 计				1
开关量输出 (DO)				
序号	信号内容	信号去向	信号性质	数量
1	1~3 号深井泵启动控制	继电器	控制信号	3
2	1~3 号深井泵停止控制	继电器	控制信号	3
3	1~3 号深井泵故障	继电器	控制信号	3
4	1~3 号深井泵出口断流	继电器	控制信号	3
5	1~3 号深井泵润滑水断流	继电器	控制信号	3
6	备用泵投入	继电器	状态信号	1
7	集水井水位过高	继电器	报警信号	1
8	PLC 故障	继电器	报警信号	1
小 计				18

4.4.2 控制方式

每台排水泵设置一个“手动、自动、切除”三位置的切换开关，用于控制方式设置。

(1) 手动工作方式：独立于 PLC，每一台泵设有一组“启/停”手动操作按钮，由操作人员以手动工作方式直接控制水泵的启停。任何情况下，手动控制优先。

(2) 自动工作方式：PLC 依据工艺流程的要求自动控制排水泵的启停。工作泵、备用泵由 PLC 根据水泵累计运行时间或次数自动轮换设定。

(3) 切除工作方式：闭锁任何控制命令，只有当受控设备处于检修状态下，采用此运行方式。

4.4.3 水位测量方式

集水井设置 1 套液位开关和 1 套液位变送器，由 PLC 对两种水位信号冗余处理。

4.4.4 水位控制流程

(1) 集水井的“工作泵启动水位”、“备用泵启动水位”、“正常水位”和“超高报警水位”信号由 PLC 实现开关量和模拟量水位纠偏校准。

(2) 当水位升至“工作泵启动水位”时，系统自动启动工作泵；到达“备用泵启动水位”时，自动启动备用泵；水位降到“正常水位”时，自动停止所有运行中的水泵；“水位超高”时，发出水位超高报警信号。

4.4.5 水泵控制流程

(1) 同时启动的水泵，相互间设有一定的时间间隔（可设定），实现分时启动，以减少对电源母线的冲击。

(2) 水泵启动前首先开启其润滑水电磁阀，以提供必要的润滑水，出现润滑水断流时，禁止水泵启动并报警。

(3) 水泵出口出现断流时，停止运行中的水泵并报警。

(4) 防止水泵空抽，防止水泵运行超时。

(5) 工作泵出现故障后，自动启动备用泵。

(6) 采用软启动，以减少对电源的冲击和机械设备的冲击；采用软停车，以消除水锤现象。

4.4.6 本地信号显示

控制盘上至少应显示以下信号：

- (1) 水泵运行信号。
- (2) 水泵故障信号。
- (3) 备用泵投入信号。
- (4) 水位超高报警信号。
- (5) 润滑水示流、水泵出口示流信号。
- (6) PLC 故障信号。
- (7) 电源指示。

4.4.7 上传信号

以计算机通信方式将各种状态量、模拟量和报警信息通过网络总线传送到计算机监控系统，并设有必要的开关量无源接点输出（如控制电源消失、PLC 故障等）。

渗漏排水系统控制接线见图 5.6-18 和图 5.6-19。

4.5 油压系统

水电站的油系统一般分为透平油系统和绝缘油系统两部分。透平油的作用主要是润滑、散热和传递能量；绝缘油的作用主要是绝缘、散热和消弧。对大中型水电站，这两个油系统均分开设置。

如按功能划分，水电站油压系统也可分全厂公用油压系统和机组油压系统。公用油压系统主要由油泵、油罐、油净化设备、吸附装置、管网和控制元件等组成；机组油压系统是指用于操作机组调速器或进水口阀门的油压装置等。一般

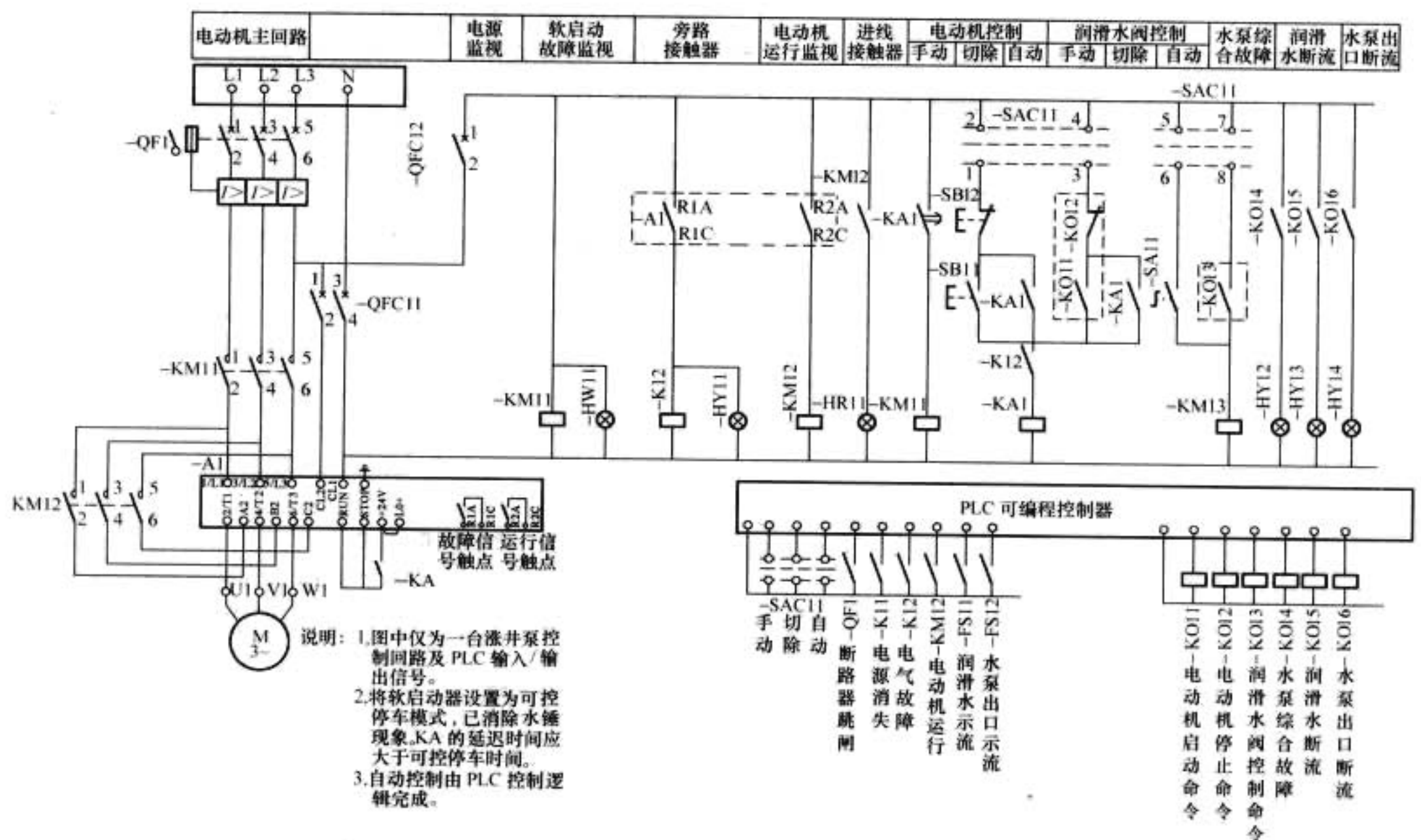


图 5.6-18 排水系统控制接线图

集水井水位计触点动作图表					用途
位置 触点号	水位 正常	工作机 启动水位	备用机 启动水位	水位 过高	
SL-1					报警
SL-2					启动备用机
SL-3					启动工作机
SL-4					停机

图 5.6-19 排水系统信号触点动作图

而言，机组调速器或进水口阀门的油压装置、机组高压油顶起装置等需要自动控制，有时贯流式机组的润滑油系统也需要自动控制。

水轮机调速器和进水阀门一般均采用液压操作系统，并利用油压装置为其提供压力油源。机组油压装置一般每台机设置一套，进水阀门既可每个闸门设一套，也可两个闸门共用一套油压装置。

油压装置的自动控制包括油泵电动机控制和自动补气控制。无论对机组调速系统还是进水阀门，每套油压装置一般配置两台油泵，互为备用，通过压力油罐上的压力信号器来控制油泵电动机的启停，并作为油压过低时事故停机及自动补气的控制信号；油压装置的自动补气控制除采用压力信号，还结合液位信号，当压力油罐液位上升至上限且油压低于额定值时，启动补气电磁阀向压力油罐补气，当油压上升至额定以上或液位下降至启动油泵油位的下限时，关闭补气电磁阀，停止补气。

对贯流式机组，由于机组调速系统用油量较大，除设置重力油箱外，其油压装置通常配置三台油泵，两大一小，其中一台小油泵在机组运行时连续运转，另两台大油泵由压力信号器控制断续运行。

一些油压装置还设置有漏油箱和漏油泵。

漏油泵的自动控制利用设在漏油箱内的液位信号器来完成，当液位过高时启动漏油泵，将漏油箱内收集的漏油注入回油箱；当液位降低至下限时，控制漏油泵停泵。

对容量较大、转速较低的水轮发电机组，为使推力轴承表面在开、停机过程中形成油膜，保证润滑，设有高压油顶起装置，高压油顶起装置油泵电动机的控制应纳入机组自动控制程序。油泵电动机在机组开机时投入，当机组转速达到90%额定转速时切除；机组停机过程中，当机组转速降至90%额定转速时投入油泵电动机，机组停机完成后切除。

下面以一套设有三台油泵的机组油压装置为例，介绍油压装置的控制功能和接线，其系统示意图见图 5.6-20，测点统计见表 5.6-5。对于贯流式机组的机组油压装置，通常配设有事故压油罐，因此还应考虑事故压油罐的信号采集与

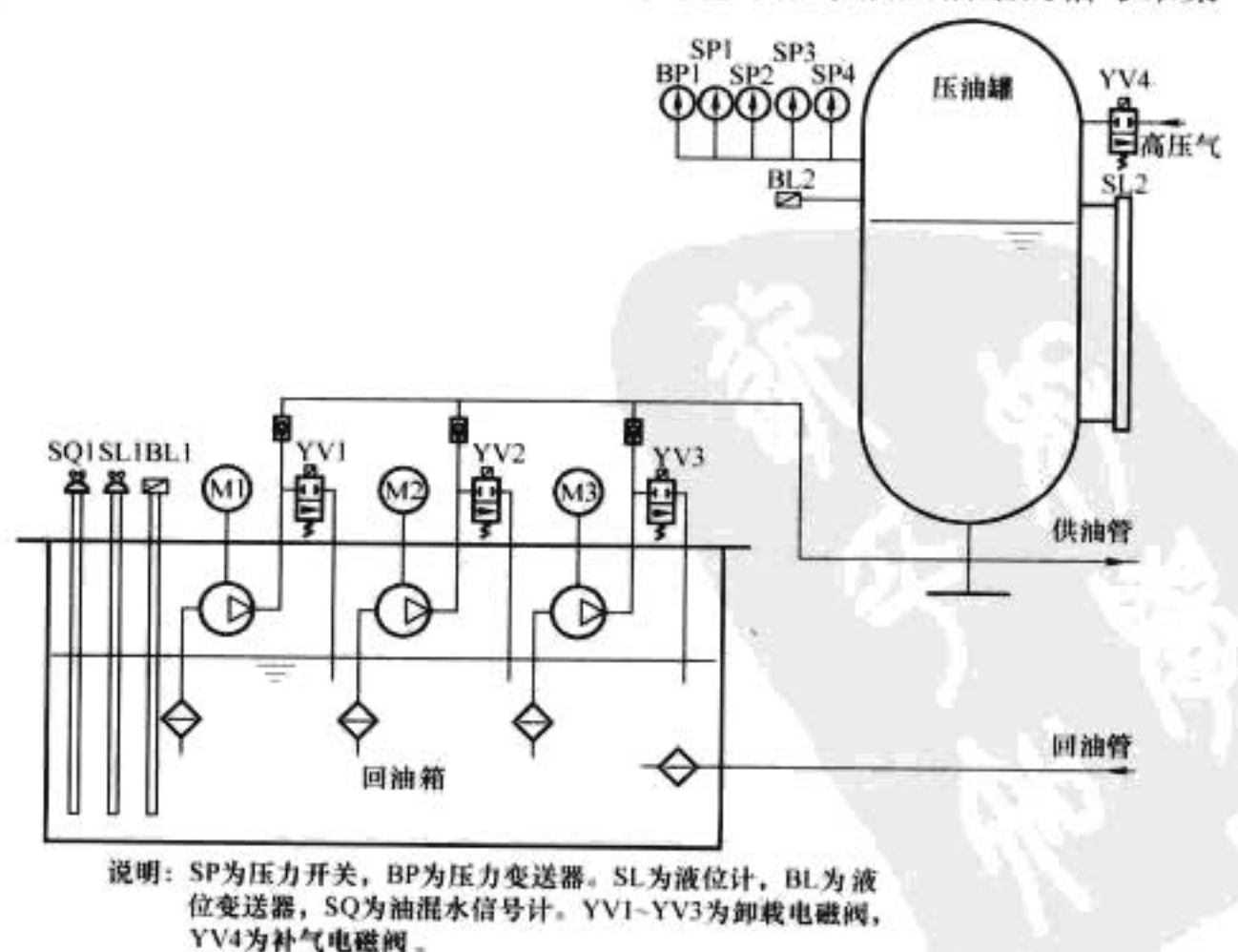


图 5.6-20 油压装置示意图

监视。

4.5.1 I/O 测点数统计及配置

表 5.6-5 某典型工程调速器油压装置控制系统测点统计表

开关量输入 (DI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	1~3 号油泵自动方式	方式转换开关	状态信号	3
2	1~3 号油泵手动方式	方式转换开关	状态信号	3
3	1~3 号油泵切除方式	方式转换开关	状态信号	3
4	1~3 号油泵运行	接触器触点	状态信号	3
5	1~3 号油泵主电源断路器跳闸	断路器触点	报警信号	3
6	1~3 号油泵电气故障	软启动器触点	报警信号	3
7	补气阀状态	补气阀	状态信号	2
8	主用泵启动压力	压油罐压力开关	状态信号	1
9	备用泵启动压力	压油罐压力开关	状态信号	1
10	停泵压力	压油罐压力开关	状态信号	1
11	压力偏低报警	压油罐压力开关	状态信号	1
12	压力过低报警	压油罐压力开关	状态信号	1
13	压油罐油位过高	压油罐液位开关	状态信号	1
14	压油罐油位过低	压油罐液位开关	状态信号	1
15	压油罐油位正常	压油罐液位开关	状态信号	1
16	回油箱油混水报警	油混水装置	报警信号	1
17	信号总清	总清按钮	状态信号	1
	小 计			30
模拟量输入 (AI)				
序号	信号内容	信号来源	信号性质	数量
1	压油罐油位	液位变送器	状态信号	1
2	压油罐压力	压力变送器	状态信号	1
3	回油箱油位	液位变送器	状态信号	1
4	回油箱油温	温度变送器	状态信号	1
	小 计			4
开关量输出 (DO)				
序号	信号内容	信号去向	信号性质	数量
1	1~3 号油泵启动控制	继电器	控制信号	3
2	1~3 号油泵停止控制	继电器	控制信号	3
3	1~3 号油泵故障	继电器	控制信号	3
4	1~3 号油泵卸载阀控制	继电器	控制信号	3
5	补气阀控制	继电器	控制信号	1
6	备用泵投入	继电器	控制信号	1
7	压油罐油位异常	继电器	报警信号	1
8	压油罐油压异常	继电器	报警信号	1
9	回油箱油位异常	继电器	报警信号	1
10	回油箱油温异常	继电器	报警信号	1
11	回油箱油混水	继电器	报警信号	1
12	PLC 故障	继电器	报警信号	1
	小 计			20

4.5.2 控制方式

每台油泵设置一个“手动、自动、切除”三位置的切换开关,用于控制方式设置。

(1) 手动工作方式:独立于 PLC,每一台油泵设有一组“启/停”手动操作按钮,由操作人员以手动工作方式直接控制油泵的启停。任何情况下,手动控制优先。

(2) 自动工作方式:PLC 依据工艺流程的要求自动控制油泵的启停。工作泵、备用泵由 PLC 根据水泵累计运行时间或次数自动轮换设定。

(3) 切除工作方式:闭锁任何控制命令,只有当受控设备处于检修状态下,采用此运行方式。

(4) 系统还设置有一个“连续、断虚”两位置的切换开关,用于工作油泵运行方式设置。

(5) 连续运行方式:工作油泵连续运行,根据压油罐压力,通过控制卸载阀向压油罐补油。

(6) 断续运行方式:根据压油罐压力启停工作油泵,油泵处于断续运行方式。

4.5.3 油压、油位测量方式

压油罐设置 1 套压力开关和 1 套压力变送器,1 套压液位开关和 1 套液位变送器,由 PLC 对开关量和模拟量信号冗余处理。

4.5.4 控制流程

(1) 在连续运行方式下,工作油泵长期运行,当压油罐压力升至正常时,打开相应工作油泵的卸载阀,停止补油。当压油罐压力降至“工作泵启动压力”时,系统自动关闭相应工作油泵的卸载阀,向油罐补油;压力降至“备用泵启动压力”时,自动启动备用泵;压力升至正常时,自动停止备用泵,打开相应工作油泵的卸载阀,停止补油。

(2) 在断续运行方式下,根据工作压油罐压力自动启停工作油泵及备用油泵。当压油罐压力降至“工作泵启动压力”时,系统自动启动工作泵,向油罐补油;压力降至“备用泵启动压力”时,自动启动备用泵;压力升至正常时,自动停止所有运行中的油泵,停止补油。

(3) 在运行过程中,当压油罐压力下降至低压力时,发油压偏低故障信号;当压油罐压力继续下降至过低压力时,发油压过低故障信号。

(4) 自动补气:当压油罐油位偏高且压力低于工作泵启动压力时,开启自动补气电磁阀对压油罐进行补气,同时停止补油闭锁油泵运行;当压油罐油位偏低或压力升至正常时,关闭自动补气电磁阀停止补气。但在补气中若压力持续低到备用泵启动压力时应关闭补气电磁阀,开启油泵进行补油。

(5) 当压油罐的压力过高或过低时,发压油罐的压力异常报警信号。

(6) 当压油罐的油位过高或过低时,发压油罐的油位异常报警信号。

(7) 当回油箱的油温低于正常油温时,自动投入电加热器;当油温至正常油温时,自动切除电加热器。

(8) 当回油箱的油温高于正常油温时,自动投入冷却器供、排水电磁阀;当油温降至正常油温时,自动切除冷却器供、排水电磁阀。

(9) 当回油箱的油位过高或过低时,发回油箱油位异常报警信号。

(10) 当回油箱油的含水率高于整定值时,发回油箱油混水报警信号。

4.5.5 油泵控制流程

(1) 同时启动的水泵,相互间设有一定的时间间隔(可设定),实现分时启动,以减少对电源母线的冲击。

(2) 油泵启动前首先开启其卸载阀,在油泵运行后延时

关闭卸载阀，实现空载启动。
(3) 工作泵出现故障后，自动启动备用水泵。
(4) 采用软启动，以减少对电源的冲击和机械设备的冲击。

4.5.6 本地信号显示

控制盘上至少应显示以下信号：
(1) 油泵运行信号。
(2) 油泵故障信号。
(3) 备用泵投入信号。
(4) 压油罐压力异常报警信号。
(5) 压油罐油位异常报警信号。
(6) 回油箱油位异常报警信号。

(7) 回油箱油温异常报警信号。
(8) 回油箱油混水报警信号。
(9) PLC 故障信号。
(10) 电源指示。

4.5.7 上传信号

以计算机通信方式将各种状态量、模拟量和报警信息通过网络总线传送到计算机监控系统，并设有必要的开关量无源接点输出（如控制电源消失、PLC 故障等）。
事故低油压信号关系到机组安全运行，一般不应通过机组油压装置盘转接，而直接送至计算机监控系统机组 LCU。机组油压装置控制接线见图 5.6-21 和图 5.6-22。

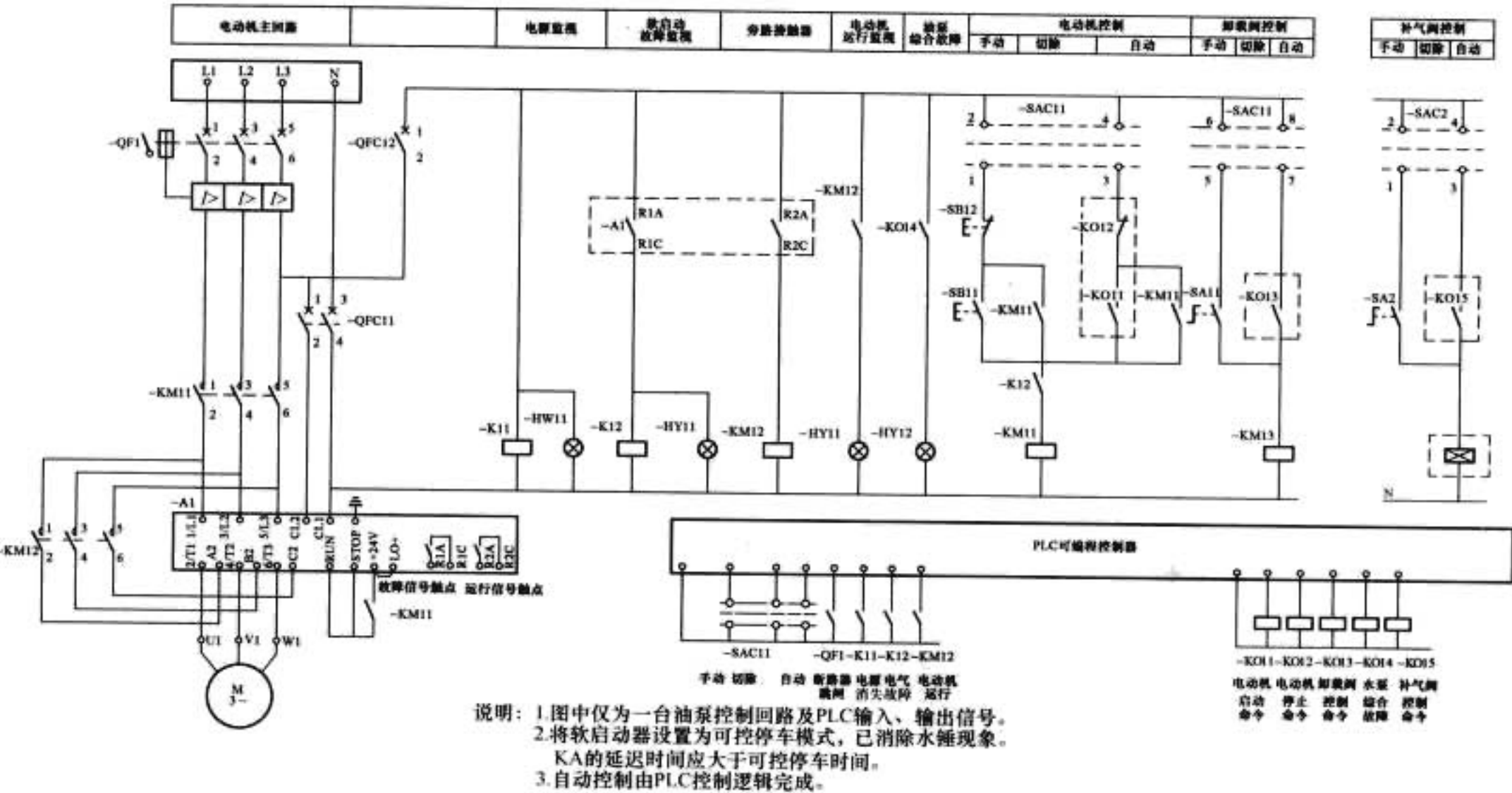


图 5.6-21 机组油压装置控制接线图

压力油罐压力开关触点动作图表						
位置 触点号	压力 过低	压力 偏低	备用机 启动压力	工作机 启动压力	压力 正常	用途
SP1-1						启动工作机
SP1-1						停机
SP2-1						启动备用机
SP2-2						报警
SP3-1						报警
SP4-1						机组事故停机

压力油罐液位计触点动作图表				
位置 触点号	液位 过低	液位 正常	液位 过高	用途
SL2-1				报警,补气液位
SL2-2				停止补气液位
SL2-3				报警

回油箱液位计触点动作图表				
位置 触点号	液位 过低	液位 正常	液位 过高	用途
SL1-1				报警
SL1-2				
SL1-3				报警

图 5.6-22 油压装置信号触点动作图

第7章 水电厂水情自动测报系统

水情测报系统是水文、无线通信、计算技术相结合的综合学科,用水文数学模型进行站点分布论证;数据通信的载波频率向超短波的高端发展,并采用了卫星通信技术、GSM 移动通信技术;运用计算技术进行洪水预报演变、洪水调度、水库调度,提出防洪决策。

1 概述

1.1 水情自动测报系统组成

水情自动测报系统是将各站点的雨量、水位等参量自动地传送到管理中心。超短波水情自动测报系统由测站、中继站和中心站组成,超短波水情测报通信系统见图 5.7-1。在无线水情数据通信中除超短波外还有卫星通信及 GSM 短信等通信方式。

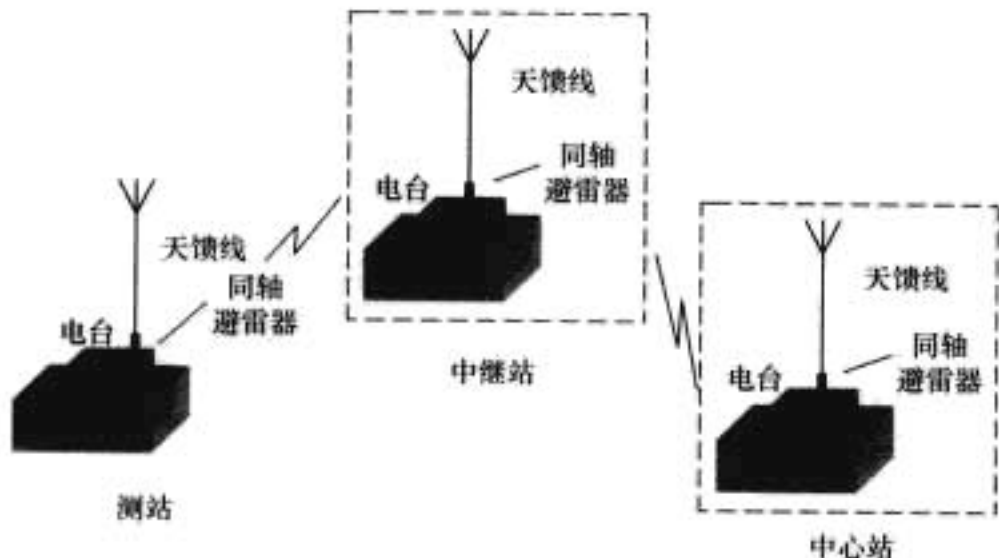


图 5.7-1 超短波水情测报通信系统

(1) 测站:将雨量、水位等物理量转化成电气量并进行编码调制后送至发射机,将数据发射出去。

(2) 中继站:自动接收发射数据。

(3) 中心站:自动接收数据并进行数据处理、存储、打印、显示及洪水预报等。中心站接收处理单元结构如图 5.7-2 所示,中心站可实现超短波通信、卫星通信及有线通信等。

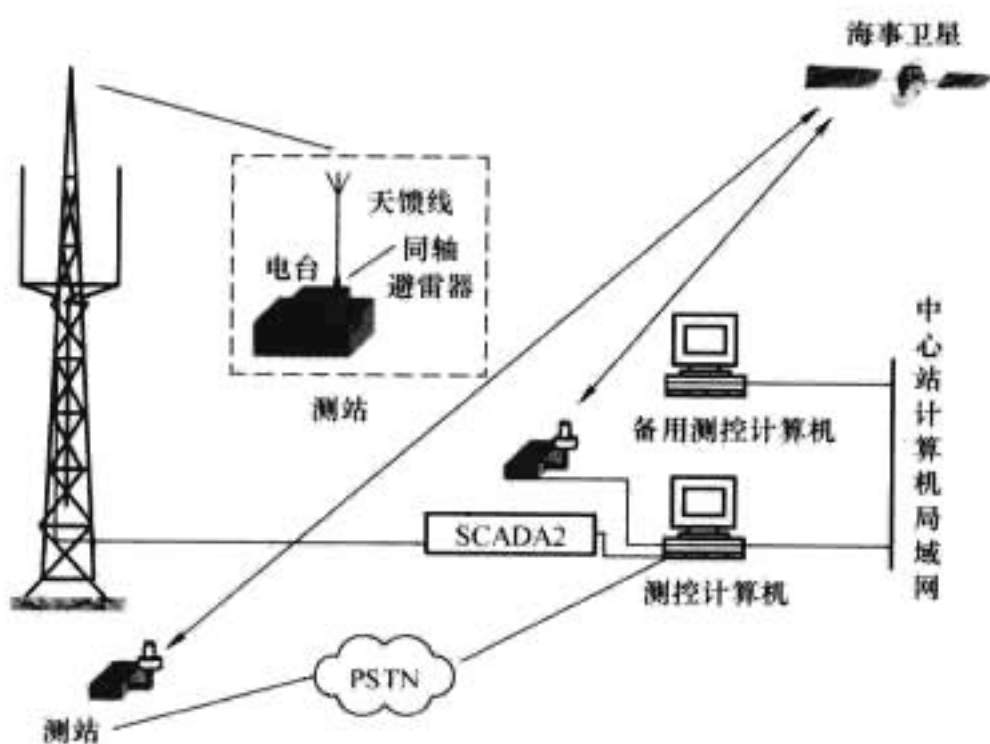


图 5.7-2 中心站接收处理单元结构示意图

1.2 水电厂水情自动测报系统发展历程

1.2.1 水情测报发展的几个阶段

我国水情测报系统已有 20 余年的历史,虽然起步较晚但发展很快,由短波段问答式发展到超短波段自报式,卫星通信在水情自动测报系统中得到了广泛应用。总的看来,我国水情自动测报系统的发展,大体分以下三个阶段。

1.2.1.1 第一阶段(1975~1985 年)起步、研制与数据自动采集阶段

我国水情自动测报系统起步于 1975 年 12 月。1975 年 8 月某日子夜河南省下了每小时 240mm 的特大暴雨,个别地区时段降雨量曾达到每小时 400mm 左右,以致造成板桥水库、石漫滩水库决口。高 9m 宽 15m 的水头在狂风暴雨的协助下,挟持着大量的物资、牲畜和鼾睡的人们,狂吼着向南偏东方向推进,进而使 8 个中型水库和几十个小水库决口,河南、安徽两省一片汪洋。1975 年 11 月水电部在河南省郑州市召开了全国防汛和水库安全工作会议,会上提出水电系统自己建设专用无线通信网。20 世纪 70 年代研制出了短波应答式水情遥测系统。随着改革开放的深入,1982 年大批的 150MHz 频段的进口无线电台进入市场,并引进了美国 SM 公司设备,进而,水情测报载波频率由短波进入到超短波的中段(150MHz 频段),数据传输速率为 300bit/s 以上,工作方式自报式。无论是哪一种工作方式的水情自动测报系统,它仅仅是完成水情(主要是雨量)数据的自动采集、收集、存储显示、打印等。

1.2.1.2 第二阶段(1986~1996 年)数据处理与洪水预报阶段

水情自动测报系统已进入实用阶段。对某流域遥测站点的布设,要进行站网论证,对所收到的数据进行检错和纠错,合理判断,正确的数据存入数据库。采用计算机来模拟流域的水文过程,用降雨径流模型如萨克拉门托模型、坦克模型及新安江模型等进行洪水预报和防洪调度。另外,载波频率由 150MHz 频段上升为 230MHz 频段(230MHz 频段是国家无线电管理委员会划分给水文水利行业的专用频段)。被测参数为雨量和水位。

1.2.1.3 第三阶段(1997~2006 年)水资源实时监控阶段

水情自动测报系统发展到今天,被测参数为雨量、水位、水质及闸门控制等,数据通信由超短波发展到卫星通信,再到采用 GSM 移动通信(短信)方式进行遥测。

1.2.2 电力系统水情测报发展情况

1980 年,乌江渡、天桥、黄龙滩及凤滩四座大型水电站的厂房被洪水淹没,损失惨重。1981 年 3 月 5 日,在李鹏同志的主持下,全国电力系统在江西省南昌市召开了全国重点水电站和在建工程防汛工作会议,决定在全国重点水电站和在建工程建立水情自动测报无线通信网,此后,电力系统的水情自动测报系统雨后春笋般地发展起来了。目前,电力系统的主要水电站,大部分都安装了水情自动测报系统。1997 年以后安装的水情自动测报系统,大部分采用卫星通信作为水情数据传输的手段,系统工作方式自报式。现

今,电力系统的水情自动测报系统,已采用 GSM 移动通信网络系统中的短信息服务业务,进行水情数据信息的传输。

2 水情自动测报技术

水情自动测报系统是集水情遥测数据自动采集、传输、处理和洪水预报于一身的实时自动测报系统,其数据采集的分辨率、允许误差、传输速率及误码率和各种设备的技术指标等均应能满足相应的国家标准要求。

2.1 遥测站

2.1.1 遥测站组成

遥测站由传感器(或监测仪)、检测电路、单片机、调制器、无线电台、控制器及太阳能电源组成,如图 5.7-3 所示。

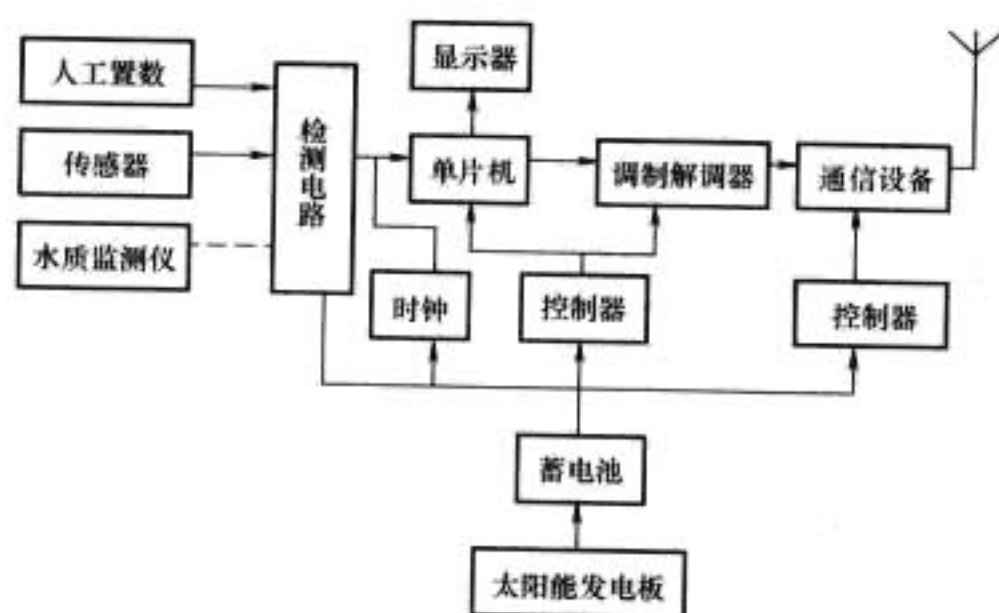


图 5.7-3 遥测站结构图

(1) 人工置数:将某些参数的量值人为地置入控制电路中。

(2) 传感器:将参数变化的模拟量转换为数字量即完成 A/D 转换输出。

(3) 水质监测仪:可提供多路采样输入,在不同的位置进行连续监测。仪器内置的分析部件可在测试不同的参数时选择相对应的传感器。所有的分析部件都可根据分析试样的需要加以优化,该监测仪可全天候、连续地监测水质参数的变化并取得符合实验室标准的测量结果即自动地在现场采样和分析。

(4) 检测电路:当检测到参数有变化时,检测电路产生启动信号,使测站进入工作状态。

(5) 控制器:控制器主要控制电台电源和工作电源的接通和断开。

(6) 单片机:单片机除含有 CPU 外还有读/写数据存储器,定时/计算器,优先权中断结构,异步接收/发送器的串行 I/O 接口,振荡器和时钟电路,实现了测站智能化。

(7) 无线电台及太阳能电源:无线电台为 230MHz 频段单工台。太阳能电源为硅太阳能发电板给容量为 20Ah 的蓄电池浮充电能,通称浮充式。水质监测仪也可采用标准市电供电。

2.1.2 遥测站基本功能

(1) 自动采集降雨量和水位变化,自动发送所采集的实时水情数据。

(2) 对于不能通过传感器采集的水文要素如流量等,通过人工置数完成。

(3) 各遥测站每次发送数据后,如 6~8h 内被监测没有发生数据变化时,其遥测终端自动定时重复发送前一次相应

数据。

(4) 各遥测站可通过人工操作,显示当时的监测数据。

(5) 各遥测站的地址和特征码由终端机设定。

(6) 各遥测站终端机具备强迫掉电功能,以实现每次开机发送数据后自动关机。

遥测站在各种恶劣条件下稳定可靠运行,在 $-10\sim 45^{\circ}\text{C}$ 环境温度和相对湿度 95% 以下条件下可连续可靠运行。

2.1.3 遥测站工作原理

遥测站平时工作在低功耗守候状态,当参数变化时,检测电路启动单片机读入数据,经调制转换和信道编码,将数据变成调制信号后串行输出至电台,电台将数据发出后控制部分关闭电台,遥测站重新进入低功耗守候状态。遥测站在数据有变化时发送实时信息,数据无变化时发送定时信息。

2.2 中继站

2.2.1 中继站的组成

中继站由单片机系统、调制解调器、无线电台及电源等部分组成,如图 5.7-4 所示。

(1) 电台:当中继站既可数据再生又可模拟时则用双工电台,当中继站仅需数据再生时则用单工电台。

(2) 单片机系统:单片机系统是中继站的核心,它完成各种命令和数据信号的识别,对数据进行接收、处理、发送、显示并为调制解调器和电台提供控制信号。单片机在软件支持下完成中继站的各项功能。

(3) 调制解调器:工作方式为全双工,传输速率 300bps,其所需电源由单片机系统提供。

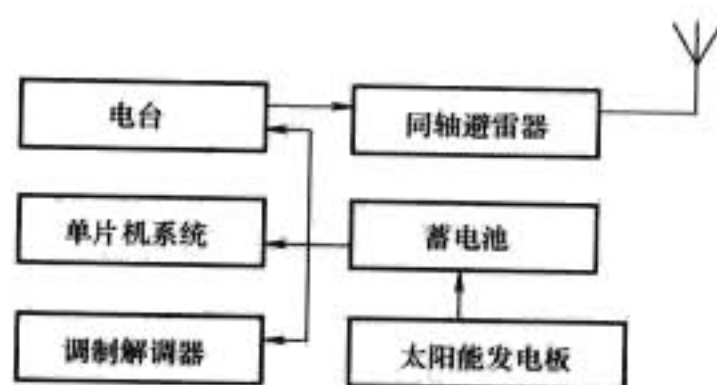


图 5.7-4 中继站结构图

2.2.2 中继站功能

(1) 实时转发各遥测站的数据。

(2) 自动检测接收机的工作状况,当接收机出现故障或电源电压降低时,及时向中心站发送报警信号。

(3) 可采用双机分路延时的工作方式。

(4) 中继机可进行本身地址和服务地址设定,以识别和拒送其报告范围以外的非法地址及其相应数据。

2.2.3 中继站工作原理

中继站在使用双工电台时既可进行传输数据又可通话,平时只传输数据。当需要中继站通话时,可向中继站发送 D/A 转换命令,单片机收到命令后控制电台进入模拟中继状态。当通话完毕后再向中继站发送 A/D 转换命令,中继站返回数据再生状态。若中继站处在模拟状态五分钟后还未收到 A/D 命令,则单片机自动控制电台返回再生中继状态。设置定时返回再生中继功能的目的在于克服中继站在模拟状态下电台因干扰信号造成发射机频繁开机、关机或长时间发射而损坏电台的现象。如果中继站在收到 D/A 转换命令时已处于模拟中继状态,则 5min 定时重新开始,其目的在于为用户提供大于 5min 且连续通话的时间。

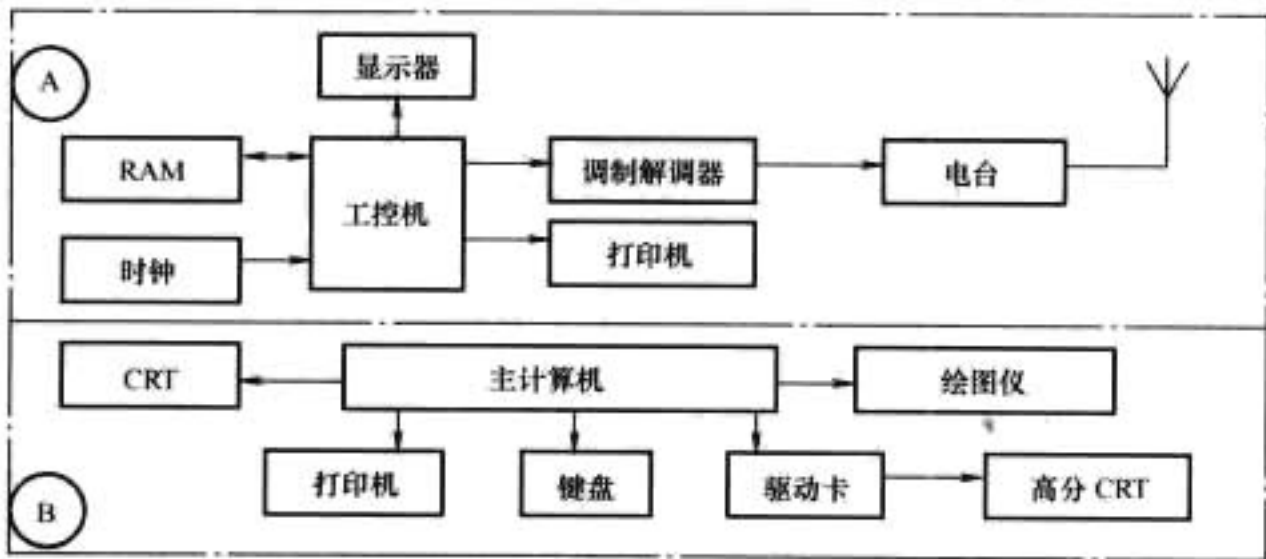


图 5.7-5 中心站结构图

2.3 中心站

2.3.1 中心站的组成

中心站由前置机和主机两部分组成，如图 5.7-5 所示，A 为前置机，B 为主机。

2.3.1.1 前置机

它是中心站的接收处理机，其软件完成自检、初始化、帧数据、帧处理、时段处理和通信等功能。因前置机为值班机故赋予收数中断以最高优先级，对同一任务按实时性要求的不同由相应的子程序来完成，这就保证了即使连续来报也能及时处理。

2.3.1.2 主机

主机与前置机采用标准的硬件接口和软件约定方式进行信息交换。两机通信采用问答式，主机处于主导地位，通信约定为：主机向前置机发出“要数”命令；主机向前置机发出“收数正确”通知；前置机向主机发出“送数完毕”报告。前置机按规定格式向主机传送数据 ASCII 字符。

2.3.2 中心站工作原理

中心站随时接收由各站点发来的数据，进行合理性检验，若合理则用新数据代替该站的前一次合理数据，否则作为可疑数据待下一次再接到该站的数据后再作取舍，并对相应测站工作状态标志置位，将收到的数据用 ASCII 字符的形式显示并打印。操作人员把收到数据的时间及合理性判别的结果存入指定文件，按用户指定的时段间隔整理、存储、打印时段值，对缺测站作出标记。

2.4 数据通信

2.4.1 通信方式

国内外数据通信有多种方式，其中水情通信以无线电数据通信为主，在无线电数据通信中有短波通信、超短波通信、微波通信及卫星通信等，在有线通信方式中有载波通信、光纤通信和电信部门的综合业务数据公用网等。在这些通信方式中考虑到投资少、易实现、设备简单、施工容易、维修方便、运行费用少等特点，大多数系统采用超短波、卫星通信、GSM 移动通信方式。超短波通信采用 230MHz 频段，卫星通信采用海事卫星移动通信 Inmarsat-C、北斗卫星通信。

2.4.2 数据传输速率

超短波（VHF）：300bps。

海事卫星（Inmarsat）：600bps。

2.4.3 数据传输格式

遥测站在采集到水情信息后，按一定的数据传输格式发送，每组数据内容包括两个字节的同步字、一个字节的站号、一个字节的特征码、两个字节的雨量值及两个字节的水位值。信息为 ASCII 码或纠错码。数据用定字节传送，其

格式见表 5.7-1。

表 5.7-1 数据传输格式							
同步字	同步字	站号	数据性质	雨量		水位	
byte0	byte1	byte2	byte3	byte4	byte5	byte6	byte7
F2H	F2H	BCD 码 00~99	01H~ 07H	BCD 码 00~99 千位和 百位数	BCD 码 00~99 十位和 个位数	BCD 码 00~99 千位和 百位数	BCD 码 00~99 十位和 个位数

3 无线通信组网设计与电路质量测试

无线通信组网设计与电路质量测试的目的是为了鉴定水情自动测报系统的中心站与各遥测站之间数据的传输质量，以构成可靠的水情数据传输网络，合理的组网是组建水情自动测报系统的基础环节，是保证系统可靠工作的关键。

3.1 无线通信组网设计

3.1.1 通信方式

无线电数据通信中，大多数系统采用超短波和卫星通信方式。

3.1.1.1 超短波通信方式

为提高超短波通信设备的抗干扰性，采用频率调制，天线垂直极化，超短波通信载波频率采用 230MHz 频段内的点频。

3.1.1.2 卫星通信方式

- (1) 海事卫星移动通信 Inmarsat。
- (2) VSAT 卫星通信系统。
- (3) 神州天鸿卫星调度监控系统（TOPSCADA）。
- (4) 全线通卫星双向移动通信自动跟踪系统 OmniTRACS。

3.1.2 通信频率

- (1) 超短波（VHF）通信频率采用 230MHz 频段作为本系统的通信频段，并以 231.050MHz 的频点进行设计。
- (2) 国际海事移动卫星通信频率采用 1.5~1.6GHz，用印度洋上空卫星 Inmarsat-C 通信系统。
- (3) VSAT 卫星通信系统：工作频率范围为 C 波段，收：3700~4200MHz；发：5925~6425MHz。
- (4) 神州天鸿卫星调度监控系统（TOPSCADA），频率：1.6GHz（1580~1650MHz）。
- (5) 全线通卫星双向移动通信自动跟踪系统 OmniTRACS 的频率范围为 Ku 波段，工作频率为 12~14GHz。

3.1.3 超短波（VHF）无线电路质量计算

超短波（VHF）无线电波传播，由于受到地形、地物及地球曲率的影响，使遥测站尤其是复杂地形远距离的遥测站信号不能直通中心站，中间要加若干级中继站，以实现远距离通信。

3.1.3.1 图上作业

根据遥测站与中继站的位置，在 1:50 000 的地形图上，进行图上作业，画出每条电路的两站点的连线，然后在坐标纸上画出每条电路的地形剖面图。根据地形剖面图，确定无线电波在此电路属于哪一种传播机理，预算出电波在此电路传播中所产生的路径损耗，以此推算出电波发出经信道衰减到达接收端的信号强度即接收机入口电压值（或功率值）。

3.1.3.2 信道质量计算

为了保证信道在数据传输中的质量,设计时要求通信网中的每一条无线电路都有足够的储备量,即支线无线电路储备量等于或大于 10dB,干线无线电路储备量等于或大于 15dB。

计算条件:通信频率 230MHz,射频功率 20W,定向天线增益 8dB,全向天线增益 6dB,馈线每端长 6m,接收机灵敏度 0.35μV。

参考公式:

路径损耗计算值 L

$$L = 38.85 + 20\lg[FD(\sqrt{2H^2/R^2 + 1} + 1.4H/R)]$$
(5.7-1)

式中: F 为频率, MHz; D 为距离, km; H 为通信阻隔高度, m; R 为费涅尔半径, m。

接收站接收机输入信号功率 P_r

$$P_r = P_t + G_t + G_r - L_t - L_r - L$$
(5.7-2)

式中: P_t 为发射功率; G_t 为发射天线增益; G_r 为接收天线增益; L_t 为发射馈线损耗; L_r 为接收馈线损耗; L 为路径损耗。

信道电路余量 G_{CSO}

$$G_{CSO} = P_r - M - I - P_s$$
(5.7-3)

式中: M 为信号衰落余量; I 为干扰电平保护度; P_s 为接收机灵敏度。

通信网中,各条无线电路质量的计算结果以表格方式表示。

3.2 无线电路质量测试

3.2.1 超短波电路质量测试

由于诸多因素,超短波无线电路的理论计算结果除较简单的情况(如视距通信)外,往往与实际情况存在着一定的差异,对于某些难以满足技术指标要求的站点位置,进行小范围的调整,以提高信道质量。

3.2.1.1 测试方法及内容

测试无线电信道质量有多种方法,但以测量接收端接收机天线入口处的信号电平值最有代表性,可根据此信号电平值及所配设备推算出其他的指标(如信道误码率、信噪比等),测试方法见图 5.7-6。当发送端不发送载波时,接收端场强仪所读数据为其天线入口端(即接收机天线入口端)射频噪声电压值,当发送端发送载波时,接收端场强仪所读数据为射频有用信号和射频噪声之和。

系统在各信道的测试中,当发送端不发送载频时,场强仪入口端接入馈线和天线与不接时场强仪指示值相同,较长时间的观察也是如此。当发送端发送载频时,严格来讲,仪器指示的是干扰信号和有用信号强度之和,但因干扰信号非常小,可忽略不计,近似认为仪器指示的是有用信号的强度值。此外,在收发两端进行话务联系时进行语音质量判别,语音质量根据表 5.7-2 所示标准打分评定。

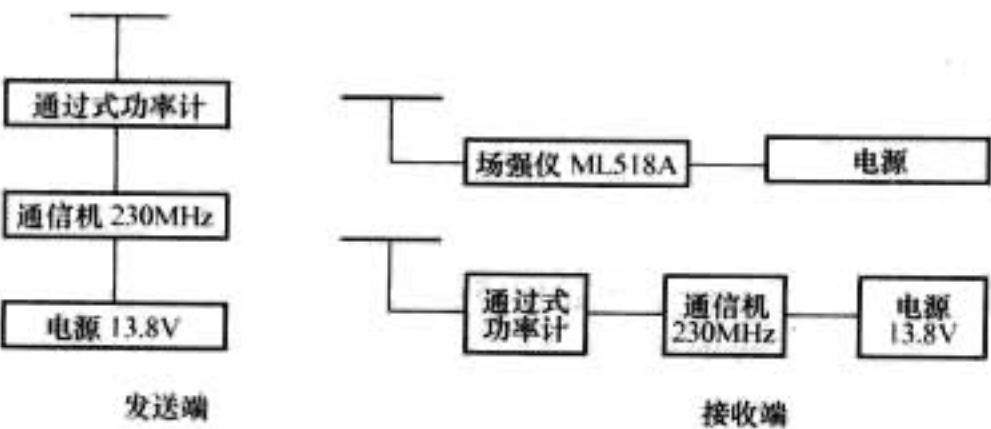


图 5.7-6 无线电信道质量测试示意图

表 5.7-2 水情自动测报系统无线电通信语音质量评判标准

分数	语言	噪声	静噪旋钮位置
0	似乎有语言	噪声很大	最小
1	语音断续	噪声很大	最小
2	语音断续	有噪声	最小
3	语音可懂	有噪声	最小
4	语音清晰	无噪声	临界
5	语音清晰	无噪声	最大

注 语音质量评判标准采用 5 分制。

3.2.1.2 测试仪器设备

- (1) 干扰波电场强度测量仪。
- (2) 无线电台:发射机射频输出功率: $P=20W$; 载频: 230MHz; 接收机灵敏度: $S\leq 0.35\mu V$ 。
- (3) 五元八木天线: $G=8dB$ 。
- (4) 馈线: 每端各用 L16-J5 射频插头和 SYV50-3 型馈线, 长度为 6m。
- (5) 电源: 直流 13.8V 免维护蓄电池组。
- (6) 通过式功率计。

3.2.2 卫星通信电路质量测试

为了保证卫星通信的可靠性及可选性,卫星通信采用了 Inmarsat-C 移动通信(海事卫星)、神州天鸿、全线通及全球星等通信方式。

3.2.2.1 Inmarsat-C 移动通信

卫星通信系统是由 1 个通信卫星和多个地球站组成。它可进行水情数据传输,是现代水情无线数据通信中的一个重要手段,弥补了超短波通信中由于诸多因素影响使其信道质量差的不足。在某流域卫星通信测试采用的是国际卫星通信组织 INTELSAT 在印度洋上空设置的静止卫星,它的运行方向与地球自转方向相同且位于赤道平面上的轨道上,距地球表面的垂直距离为 35 800km,其卫星波束覆盖域能全部包罗库区流域测站。但是因卫星通信频率属微波段,近区阻挡直接影响到通信效果,所以对某些难以满足技术指标要求的站点其位置进行小范围的调整,以提高信道质量。卫星通信系统的传输方式有多种,其中最大特点是多址工作方式,即若干个地球站同时向同一卫星转发器发射各自的载波,另一方面一个地球站可以同时接收到由卫星转发来自若干个地球站的载波。常用的有三种多址方式:①频分多址方式;②时分多址方式;③码分多址方式。在测试中借用于卫星转发器以第②和第③种方式发射各自的载波信号时,来监测卫星信道的信号强度,其卫星无线信道质量测试框图见图 5.7-7。



图 5.7-7 卫星无线信道质量测试示意图

图 5.7-7 中,接收端由 Inmarsat 全向天线、接收装置及便携式微机等组成。当监测某一测站的卫星信道信号强度时,只要接通电源,输入密码,寻找相对应的卫星,再按“OK”后,则在屏幕左下方出现接收端的接收信号强度值的大小。按照卫星通信电路质量的规定,接收信号值大于或等于 400,则该电路质量满足要求。

测量卫星信道方位角及仰角是确定卫星信道质量的另一方法,只要 Inmarsat 卫星波束覆盖域中的近区仰角小于规定值,则信道便可沟通。

3.2.2.2 神州天鸿 (TOPSCADA) 卫星通信

神州天鸿为双向数据卫星通信系统,给用户存储转发式的双向信息通信和定位报告的 L 波段高轨道卫星通信。神州天鸿由通信卫星、地面站、用户通信终端及用户监控中心组成,见图 5.7-8。远端测站与中心控制站采用点到点通信方式,即所有远端测站以数据通信的方式,将所有水文测报数据集中发送到控制中心站的管理型用户终端上。

电路测试使用北斗一号同步卫星,地面上用“户外单元”测试设备,它包括天线、通信单元、电源 (12V)、显示器及键盘等。

由于神州天鸿为客户提供一年 365 天,一天 24 小时全天候的通信服务,因此在电路质量测试中无论何时,只要测试设备接通电源,则天线会自动寻找北斗一号卫星,显示器上显示信号强度,当显示值大于 -155 时,则说明该信道电路信号强度已满足系统的工作需要。点到点通信如图 5.7-8 所示。

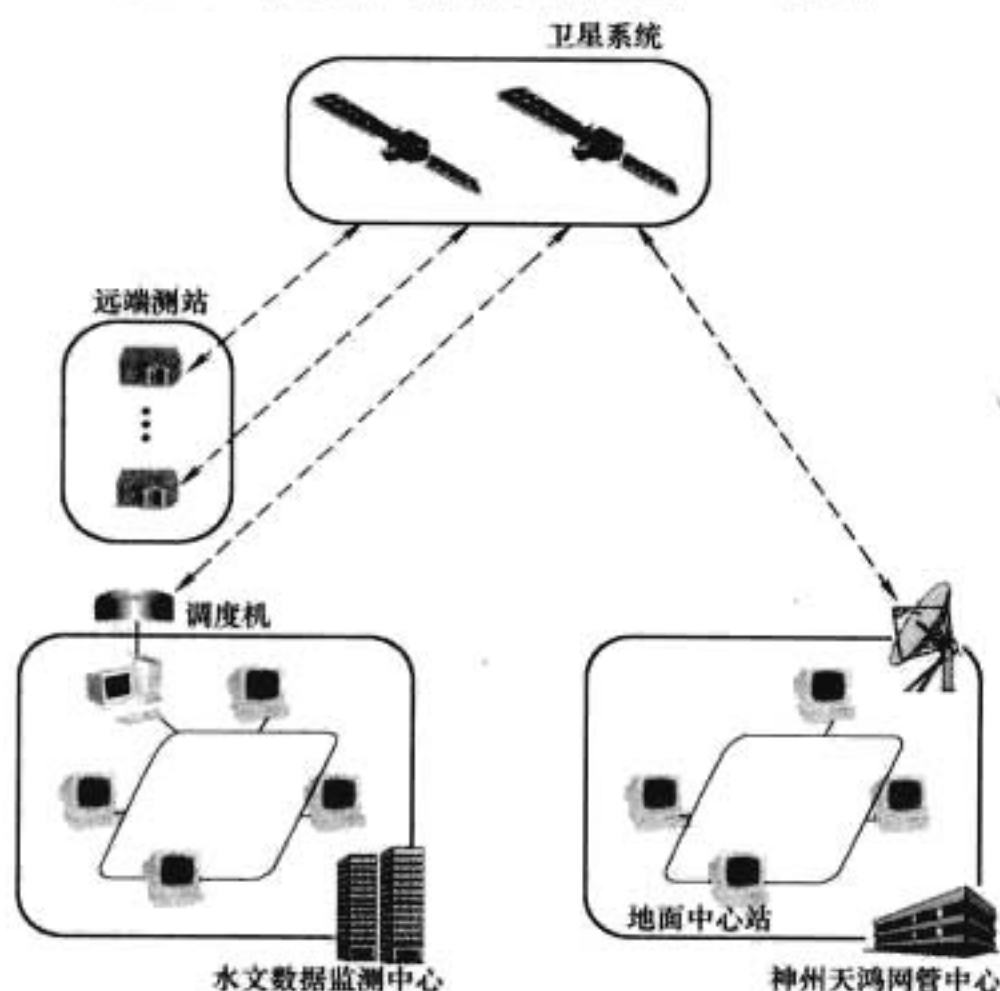


图 5.7-8 点到点通信组网

3.2.2.3 全线通 (OmniTRACS)

全线通双向数据卫星通信系统给用户存储转发式的双向信息通信和定位报告的 Ku 波段高轨道卫星通信。全线通由通信卫星、地面主站、网管中心、用户通信终端及用户监控中心组成。

电路测试使用中卫一号同步卫星,地面上用“户外单元”测试设备,它包括天线、通信单元、电源 (12V)、显示器及键盘等。

由于全线通为客户提供一年 365 天,一天 24h 全天候的通信服务,因此在电路质量测试中无论何时,只要通信单元等检测信号接通电源,则天线会自动旋转,寻找中卫一号卫星,当显示器上显示电路被沟通,即显示器上的“X”符号消失,则说明该信道电路信号强度已满足全线通系统的工作需要。

3.2.2.4 中国卫星通信 (卫通)

(1) 中国卫星通信的组成:

卫星数据采集平台主要由两颗通信卫星、运营中心、卫星通信关口站、集团用户的运营分中心、卫星数据采集终端组成,如图 5.7-9 所示。

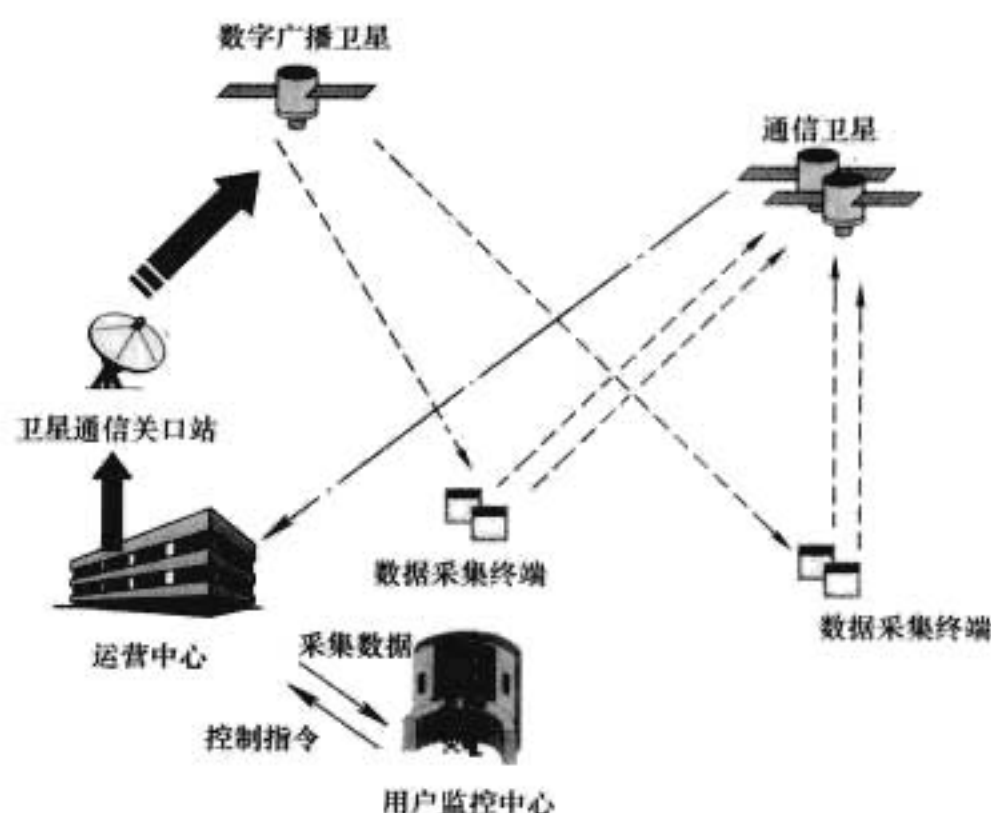


图 5.7-9 卫通数据采集系统

1) 无缝隙覆盖:

系统服务区域覆盖中国的疆域 (包括海域) 以及周边国家和地区 (韩国、日本、菲律宾等)。

2) 空间链路双备份设计:

由两颗同步轨道卫星同时提供通信服务,双备份的设计提高了系统在地域和时间方面的可靠性,为用户提供稳定的数据采集平台。

3) L 波段工作频率:

平台工作于 L 波段,适合于超长距离通信,避开地面通信的干扰,而且几乎不受雨衰引起的损耗和产生的噪声影响,在极端的暴雨情况下雨衰小于 1dB。这样,有效降低对用户终端功率和平板天线的要求。

(2) 测试仪器设备及其使用方法:

本次测试采用通信机、天线、蓄电池、笔记本电脑及 PDA (掌上电脑) 等。该测试装置既可测接收信号强度,又可数据传输。

1) 测试接收信号强度:

测试设备连通后,适当改变天线方向,收端的笔记本电脑按既定的程序运作后,便可显示接收信号强度。

2) 数据传输 (收发测试):

打开通信机,确认红灯亮,黄灯频繁闪烁,打开 PDA 进入演示程序,再进入短消息模块,点击“收发新消息”,如果无遮挡,信息会正常发出,等待 10s 后,就会看到信息栏内收到消息。

3.2.2.5 全球星 (Globalstar) 系统

全球星系统是由 48 颗低轨卫星和多个关口站组成的全球个人卫星移动通信系统,可为用户提供数字语音、低速率数据、短信息、传真、定位等业务。使用便携手机可享受不同地面移动通信制式的网络相兼容的漫游服务。

全球星系统的 48 个卫星其轨道高度为 1414km,圆形轨道平面 8 个,每轨道平面卫星数 6 个,全球覆盖范围为南纬 70°至北纬 70°,每个关口站最大覆盖半径为 2000km,北京关口站覆盖范围为东北、华北和西北地区。

信道无线电质量测试采用“全球星卫星移动通信便携式手持机”。只要“全球星卫星移动通信便携式手持机”能沟通的地区,均可进行通信组网。

3.2.3 短信 (GSM) 电路质量测试

水情测报数据属短信息,短信息服务 (SMS) 是 GSM 数字蜂窝移动通信网络提供的主要电信业务之一,水情测报数据经短信息服务业务中心完成存储和转发功能,只要电信

网络能覆盖到的区域均可实现水情测报数据短信息服务。

测试方法：以手机指示信号的强弱来确定信道质量，当手机信号强度等于或大于3格时，水情测报数据短信息均不会出现错码。

测试设备：手机一部、备用手机电池一部。

3.2.4 测试结果的分析与结论

3.2.4.1 超短波信道测试结果的分析

(1) 通信网各条线路的测试，最终得到两个参数：实测值与电路余值。

1) 实测值：在接收端通过场强仪头直接读出的数值是实测值。

2) 电路余值：电路余值为信号强度与门限电平之差。

因场强仪入口端电压是以 $1\mu\text{V}$ 为 0dB 来定义的，但实际安装设备所选用的通信机的接收灵敏度为 $0.35\mu\text{V}$ ，其增益差为 9dB ；故电路余值应为实测值 V_1 再加上 9dB ，即：信道余值 $G_{\text{CSO}} = V_1 + 9(\text{dB})$ 。设计值的信道电路余量是接收端信号强度值减去噪声、信号衰落余量及接收机门限电平。而在实测中，信道已含有噪声和大气状况等因素的影响，故实测信道电路余值为信号强度与门限电平之差。

(2) 信噪比 (S/N) 与误码率 (P_e)。

由测试结果得到的信道余值可推导出收信机鉴频器输出信噪比 S/N 、误码率 P_e 。

S/N 、 P_e 两个参数可由下列公式推出

$$S/N = P_r - P_m + G_N + G_m \quad (5.7-4)$$

式中： P_r 为接收机的接收信号功率； P_m 为接收机的噪声功率； G_N 为收发信机的预加重和去加重电路对输出信噪比的改善值； G_m 为调制增益。

信道误码率 P_e 可由式 (5.7-5) 推出

$$P_e = 0.5e^{-0.5(S/N)} \quad (5.7-5)$$

由以上的分析得知：只要测出收信机入口端的电平值，便可推算出其余参数的量值。当电平值满足要求时，所推出的各参数也满足信道质量的要求。在信道质量满足要求的前提下，要注意收信机的选择性和发射机的边带宽度，若边带太宽会使射频信号溅入邻信道，形成邻信道干扰。故在设备选型时，对通信机的选择性、发射频宽等指标要留有余地。

3.2.4.2 卫星信道测试结果的分析与结论

卫星信道质量测试是采用了实地测量法，测试设备采用实地装机设备的标准参数，进行信号强度测试；另一方法是测量卫星信道方位角及仰角来确定卫星信道质量。这两种方法可互相校对。只要有一种方法所测的参数满足要求，无线电路便会沟通。

3.2.4.3 短信 (GSM) 电路质量测试结果的分析与结论

对某个遥测站，信号弱，手机信号显示时有时无，有信号时仅为1格或2格，这种信道不能用。遥测站手机信号强度显示3格时，话路有噪声，能听懂语音，但不影响传输数据。一般情况下，信号强度应等于或大于4格，信道质量才算满足要求，可进行通信组网。

4 水情自动测报系统总体设计

水情自动测报系统总体设计包括以下几部分：概述、建设水情测报系统的必要性、可行性与设计依据、站网规划、设计原则、系统基本功能、系统工作体制选择、系统硬件配置及其技术指标、操作系统及应用软件、系统的供电及防雷措施、系统可靠性、土建工程、系统建设进度、人员编制培训、系统工程概算等。

4.1 概述

4.1.1 水电站工程简述

简单介绍水电站的方位，电站位于某河流的部位，距县城及上下游水电站的距离，交通便利否、电站总装机容量，总库容，水域面积，挡水建筑物大坝材质，最大坝高，泄洪建筑物组成，发电引水建筑物情况，水电站厂房位于河道左岸或右岸，主厂房内安装多少台单机容量的水轮发电机组等。

对于在建工程说明工程进度计划：何时下闸蓄水、何时机组发电、何时工程竣工等。

4.1.2 流域概况

介绍水电站所在流域情况，河流流向，流域地理位置，沿途有多少条支流，流域总面积，河长，水电站以上河段，森林覆盖情况等。

4.1.3 气象情况

流域气候情况，如夏季湿润、温和、降雨丰沛，冬季寒冷、积雪深等。水电站坝址所在地的气象要素为：多年平均气温 ($^{\circ}\text{C}$)、历年极端最高气温 ($^{\circ}\text{C}$)、极端最低气温 ($^{\circ}\text{C}$)、多年平均降水量 (mm)、多年平均蒸发量 (mm)、多年平均相对湿度 (%)、多年平均日照时数 (h)、平均风速 (m/s)、最大风速 (m/s)、历年最大冻土深度 (cm)、最大积雪深度 (cm) 等要素。

4.2 建设水情遥测系统的必要性、可行性与设计依据

随着社会经济的发展，对水资源的开发和充分利用，保障地区的可持续发展已为世人所共识。在水电站建设水情自动测报系统，其必要性、可行性与设计依据分述如下。

4.2.1 必要性

(1) 防洪减灾之必需。

(2) 水库优化调度：利用水情自动测报系统，可提前准确地掌握洪水信息及各水库水量信息，实现水库优化调度和水库及水电站的安全度汛。

(3) 水资源合理利用：为充分发挥地表水资源和地下水资源的效益，首先应组建该地域的水情自动测报系统，以实现水资源现代化管理，从而达到对水资源的优化组合及配置，制订合理的用水计划，合理调度、供水。

(4) 社会发展和管理工作社会化：社会已步入信息化时代，人类正以前所未有的速度发展，由于信息流量剧增，使信息、能源、材料成为社会发展的三大资源。水利管理需要信息资源，需要掌握、利用信息资源做好工作。与此同时，社会也需要水利管理方面的信息。要满足这种双向需求，只有通过水情等参数的自动检测，来实现管理现代化。因此水情自动测报是社会发展、水利管理社会化的必由之路。

4.2.2 可行性

随着科学技术的发展，水情自动测报系统也得到了发展。20世纪70年代，工业较发达的国家逐渐建成了全国范围内的水情自动测报系统网，并开始利用雷达和卫星通信技术，改善实时雨量、水文数据的测量和收集，开展定量雨量预报的研究，以求进一步增长洪水的有效预见期。

我国自1975年开始研制水情自动测报系统，至今已有多个单位在开发研制该系统，并已在大型水电工程中组建了水情自动测报系统。在工程实践中，从通信组网设计、无线数据传输，到计算机网络监控、应用，均积累了丰富的经验，为今后工程的组建创造了条件。综上所述，水情自动测

报是可行的,系统工程建成后,将强化原有水库、河流流域的防洪功能。

4.2.3 设计依据

为使水情自动测报系统总体设计,既适合于水电站工程施工期的水情自动测报系统,也适合于水电站投入运行后的水情自动测报系统,则在总体设计时应符合中华人民共和国电力行业标准,其设计依据是:

(1) DL/T 5051—1996《水利水电工程水情自动测报系统设计规定》(电力工业部发布,1996年6月1日实施)。

(2) DL/T 5080—1997《水利水电工程通信设计技术规程》(电力工业部发布,1998年7月1日实施)。

(3) SL 61—94《水文自动测报系统规范》(水利部发布,1994年6月1日实施)。

(4)《水电厂水情自动测报系统管理办法》(电力工业部电安生[1996]917号文)。

(5) SL 250—2000《水文情报预报规范》(水利部发布,2000年6月30日实施)。

(6) HYD41—01—1999 信息产业部《电子工程建设概预算编制办法电子设备安装工程费用定额》。

(7) 建设部 1999 年 7 月《全国统一建筑工程基础定额编制说明(土建部分)》。

4.3 设计原则

结合流域现状及工程特点,注意系统设计的先进性、可靠性和实用性的有机结合。在配置硬件的同时,应充分注意软件的开发与研究的设计思想,拟定以下设计原则:

(1) 技术设计标准化,设计依据的各种标准、规程、规划应尽量采用最新版本,对于具有共性的设施、设备一般均采用统一的标准设计;各种构件优选符合国家标准的身材和通用件,以利于施工的质量控制和系统运行的维护管理。

(2) 水情信息传输迅速、准确,整个系统应具有较高的可靠性。

(3) 设备的选择应根据性能先进、可靠性高、防雷、省电、维护方便的原则,选择技术成熟的定型产品,关键设备要有备份。

(4) 电源必须可靠,供电方式因地制宜分别考虑。

(5) 应优选自报式工作体制。

(6) 各遥测站的具体位置,应尽量放在已有水文(位)站位置上或其附近,以使资料保持连续性。

(7) 数据采集遥测站其控制板应留有足够备用接口,以采集其他水文气象参数。

4.4 系统基本功能

本系统是水情数据自动采集、传输、处理和洪水预报的实时自动测报系统,其数据采集的分辨率、允许误差、传输速率及误码率和各种设备工作指标等均应能满足中华人民共和国相关行业标准的要求。系统的各部分应具备以下功能:

4.4.1 中心站功能

(1) 存储工程情况、流域特征及历史资料的各类文件和图表。

(2) 随时接收系统内各遥测站、中继站发来的数据,并能检错、纠错、分类、存入数据库、形成水文统计报表。同时具有检索、查询等功能,并能实时显示流域水情实况。

(3) 对越限信息及全系统的主要设备故障均具有报警功能。

(4) 能实时进行洪水预报。

(5) 可通过显示器、打印机、绘图仪和大屏幕监视器显示、打印和绘制内存的各类文件图表,各水文参数的实况分布图和变化过程以及预报成果。

(6) 能将实时水情信息和预报成果,应用计算机网络和基于逐步完善的 GIS 技术,实现水情及相关信息网络查询和具有交互式分析、处理功能的预报、调度会商,实现基于 Web 技术的信息发布。

4.4.2 卫星遥测站功能

(1) 能够自动、实时采集雨量、水位数据,并能够通过卫星通信信道直接将水情信息传送到中心站。

(2) 卫星遥测站 HRSCAD 中 CPU 每 5min 采集、处理一个经过滤波的水位值(分辨率为 1cm),实时采集降雨量,雨量的分辨率为 1.0mm,当卫星测站满足 ΔH 、 ΔR 、 ΔT 时,向中心站发送水情数据(ΔH 、 ΔR 、 ΔT 分别为水位、雨量、时间变化的指定值)。

(3) 卫星测站具有人工置数和存储功能,能够输入由人工测量的雨量、水位、流速、流量、蒸发量等数据,以便向中心站发送。

(4) 卫星遥测站向中心站报告运行状态信息。

(5) 卫星遥测站发出的每一条信息,都自带站点本身的地址码和信息采集时刻标识,表明该信息的来源和采集时刻。

(6) 卫星遥测站各种设备结构简单、性能可靠及低功耗,并有防潮湿、防雷电、抗干扰、抗暴风等措施,所有卫星遥测站都能够长期连续正常工作。

(7) 各遥测站均能在 $-40\sim+50^{\circ}\text{C}$ 环境温度和 95% 相对湿度下,连续可靠工作。

整个系统的设计具有良好的可扩展性和可操作性,并考虑了水库调度和闸门启闭控制。

4.5 系统工作体制选择

目前水情自动测报系统的工作方式可分为应答式、自报式两种,应答式系统适用于数话兼容系统,但其结构较复杂,整机功耗较大,且可靠性相对较差。

自报式系统能够实时反映水情数据的变化情况,并且值守状态大部分电路均处于掉电状态,故整机耗电量很小,加之设备结构简单、可靠性高、维护方便、工程投资少等优点,已被国内外水情测报系统广泛采用和优先推荐。

自报式遥测站雨量、水位等参数发生变化并满足 ΔH 、 ΔR 、 ΔT 时,实时将实测值传送到中心站。平时,只有数传终端(RTU)的值守电路和单片机内的 RAM 需保持供电,其他所有电路(含通信设备)均处于掉电状态,只在需要发送数据信息时才给各种设备上电工作。遥测站不管雨量、水位参数是否发生变化,都保证每天定时向中心站发送安全信息,以表示遥测站的工作正常与否。

遥测站增量自报:每当雨量变化超过指定值 ΔR (1~20mm 可选),或水位变化超过指定变幅 ΔH (1~99cm 可选)且与上次发送间隔 ΔT 大于 5min 时,向中心站发送当前数据。传输的内容有时标(仅卫星测站)、站号、当前时刻的雨量累积值、经过滤波的瞬时水位值、遥测站设备状态等。

遥测站定时自报:按预定的定时时间间隔(1h、3h、6h、12h、24h 可选)向中心站发送雨量累积值和实时水位值。

遥测站状态报告:向中心站报告遥测站设备工作状态

(如电源状态)。

4.6 系统硬件配置及主要技术指标

4.6.1 遥测站传感器

雨量传感器为翻斗式雨量计,水位传感器为浮子式水位计或压力式水位计,其技术指标如下:

4.6.1.1 翻斗式雨量计

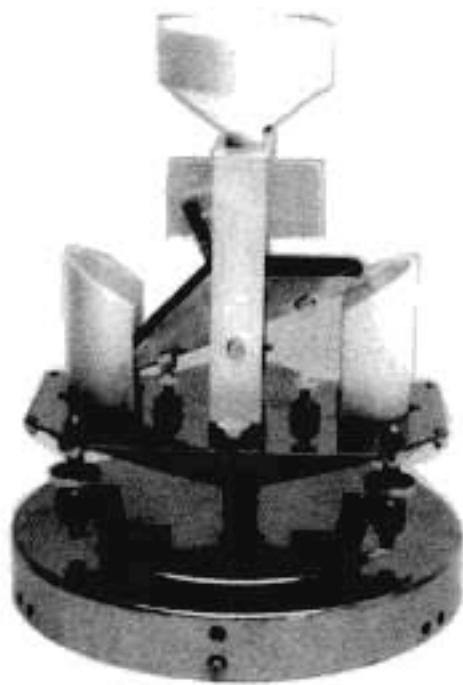


图 5.7-10 翻斗式雨量计

翻斗式雨量计结构如图 5.7-10 所示。

承雨器内径: $\phi 200\text{mm}$ 。

分辨力(精度): 1.0mm 。

测量误差: 自排水量 $\leq 25\text{mm}$, 误差为 $\pm 1.0\text{mm}$ 。

自排水量 $> 25\text{mm}$, 允许误差 $\pm 2\%$ 。

雨量强度: 允许最大雨强 8mm/min 。

输出信号方式: 磁钢—干簧管式接点通断信号。

适应环境条件: 工作温度 $-40 \sim +50^\circ\text{C}$, 相对湿度 95% 。

4.6.1.2 浮子式水位计

量程: $0 \sim 10.23\text{m}$ 和 $0 \sim 40.95\text{m}$ 可选。

水井口径 D : $D \geq 50\text{cm}$ 。

分辨率: 1cm 。

精度: 1cm 。

码制: 格雷码。

环境温度: $-40^\circ\text{C} \sim +50^\circ\text{C}$ 。

水位变化率: 不大于 30cm/min 。

准确度: $\pm 2\text{cm}$ 的概率不小于 95% 。

$\pm 3\text{cm}$ 的概率不小于 99% 。

浮子式水位计遥测站见图 5.7-10。

4.6.1.3 压力式水位计

量程: $0 \sim 30\text{m}$ (单级感压) 管。

水位变化率: 不大于 40cm/min 。

传感器精度: $0.05\% \text{F.S.}$ 。

接口: $0 \sim 5\text{V}$ 模拟电压。

RS232 串行数据口。

耗气量: 5ml/min 。

感压管最大长度: 400m 。

4.6.2 卫星遥测站终端

终端设备包括: 卫星平台、数据采集控制器、太阳能光板、免维护蓄电池及高强度铝合金站房等 (如图 5.7-11 所示)。

卫星测站主要技术指标为:

遥测参数: 雨量、水位。

雨量增值 ΔR : $1 \sim 20\text{mm}$ 可选。

水位变化值 ΔH : $1 \sim 99\text{cm}$ 可选。

时间间隔值 ΔT : 1h 、 3h 、 6h 、 12h 、 24h 可选。

数据传输速率: 600bit/s 、 1200bit/s 。

静态守候电流: $I \leq 1\text{mA}$ 。

发射机功率: 80W 。

信源编码: 雨量为 BCD 码; 水位为格雷码。

信道编码: BCH 码。

调制方式: GMSK (高斯滤波最小频移键控)。

供电方式: 太阳能电池 (太阳能光板给蓄电池浮充电能)。

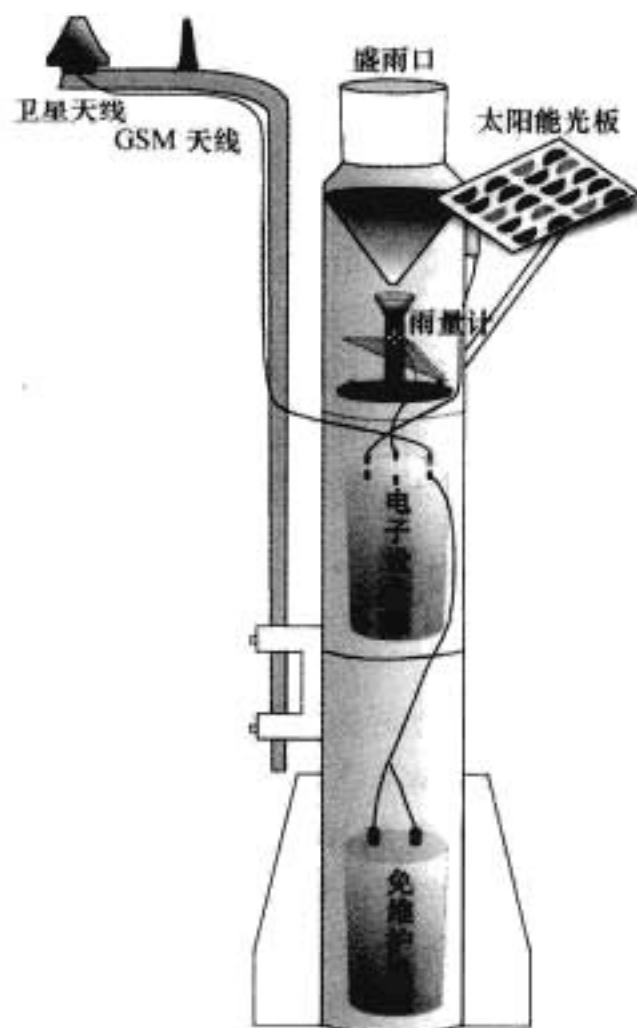


图 5.7-11 卫星遥测站终端设备

4.6.3 中心站

中心站硬件由信息接收平台、数据采集处理计算机 (又称前置机)、预报调度计算机、Web 浏览工作站、服务器 (数据库)、打印机、集线器、隔离变压器、交流净化电源、不间断电源 (UPS) 等组成, 卫星平台技术参数指标与遥测站的技术指标相同, 中心站网络结构见图 5.7-12。

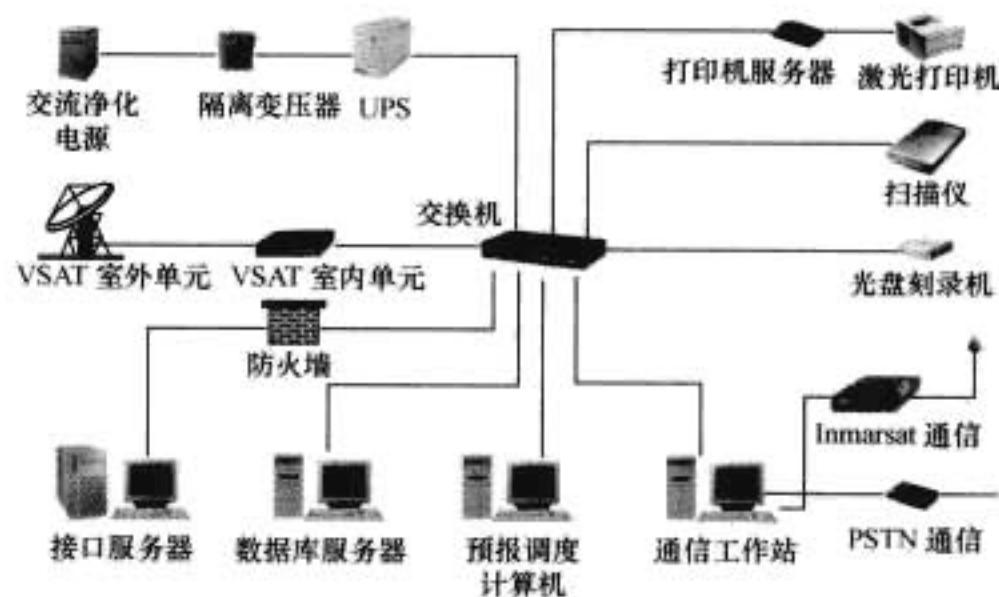


图 5.7-12 中心站网络结构示意图

中心站计算机网络结构是局域网结构, 采用 $10/100\text{M}$ 兼容的快速以太网技术。它具有先进性、开放性、可扩充性和统一性等优点。该结构不仅支持局域网 (LAN), 而且还支持广域网 (WAN), 通过 Modem 拨号网络与 Internet 和省电力局、省防汛办联网。

(1) 先进性: 信息网络平台应采用先进的通信与联网手段, 使网络的传输和交换达到高速、大容量、高质量、高可靠, 能够承载和交换各种类型的信号, 提供网络的智能化。

(2) 开放性: 信息网络平台应采用多种技术向用户提供多种接入手段, 根据用户的要求, 向用户提供不同带宽、不同通信方式和质量的接入服务, 提高接入的普遍性。

(3) 可扩充性: 信息传送网络是不断发展的, 在网络建设中留有发展的余地, 对局部设备的调整既可实现快速吸纳新的用户, 处理新增长的业务, 不断扩充, 但又严格地保护

现有的投资。

(4) 统一性: 信息网络平台的各种网络, 可以做到充分的互联、互通和互操作, 通过统一规划为大范围内的网络互联建设提供条件。

中心站网络功能: 支持包括 TCP/IP 网络协议标准。支持 TCP/IP 的直接网络打印服务、远程访问服务、远程启动服务等网络服务, 内置支持 Internet/Intranet 连接。采用客户机/服务器 (client/server) 的工作方式。

这种工作方式充分利用了服务器的数据处理能力, 发挥了各工作站的运算能力, 采用开放式的数据库结构, 可以与运行在不同软件平台上的系统实现互联和通信。

4.7 操作系统及应用软件

4.7.1 操作系统

操作系统采用微软公司的 Windows2000 Server 或 Windows2003 Server、Windows XP Professional 操作系统, 该操作系统是目前使用较多的操作系统。它具有图形界面丰富、可使用的应用软件多、价格便宜、界面已被多数用户熟悉、系统维护管理方便等优点。

服务器端采用开放式数据库 SQL Server2000 (包括以后版本), 可实现互通、互联。

4.7.2 应用软件

4.7.2.1 数据采集应用软件

中心站数据采集应用软件应包括以下 9 个子系统:

- (1) 实时数据采集及处理子系统。
- (2) 实时监测及报警子系统。
- (3) 系统及测站管理子系统。
- (4) 数据库字处理子系统。
- (5) 报表管理子系统。
- (6) 图形界面子系统。
- (7) Web 浏览子系统。
- (8) 数据远传子系统。
- (9) 卫星站遥控子系统。

4.7.2.2 洪水预报调度内容

洪水预报软件的开发, 要求采用 Windows 作为支撑平台。洪水预报精度达到部颁标准, 满足《水力发电厂安全文明生产达标与创一流规定》的要求即: 最大一次洪水预报准确率 $\geq 92\%$, 各次洪水预报平均准确率 $\geq 85\%$ 。洪水预报开发设计的功能符合《电力系统水调自动化功能规范》的要求。

洪水预报是电厂水情自动测报系统的一个重要组成部分, 主要进行与水库运行有关的监视、预报和管理。该系统基于对历史资料的收集整理, 通过对实时水文、气象和水库运行信息的自动采集, 利用数据库管理技术, 进行在线水文预报、调洪演算和水务综合管理等, 提供满足防洪、发电及其他综合利用要求的决策方案。

(1) 提供实时水文预报软件。

(2) 实时监视水库运行情况。运行人员通过计算机屏幕可以方便地监视整个流域内的水情变化, 可以方便地修改某些信息, 可对模型参数进行有权限的修改, 以达到对水库的综合运用管理。

(3) 计算成果的精度要符合以下要求: 在试运行期间, 日报表中入库流量的计算精度及洪水作业预报的精度应满足水文规范要求。洪水作业预报考核的主要内容包括: 洪峰及峰现时间、预见期、洪量、洪水过程、最高水位及出现时间等。

(4) 输出打印的各项数据表的格式符合有关的规定要求。

4.7.2.3 水文预报软件

水文预报是洪水预报及调度软件系统最为重要的部分, 预报精度的高低决定了本系统设计开发成功与否, 具体分为以下步骤:

- (1) 水文模型选择。
- (2) 脱机编制洪水预报方案 (模型参数率定)。
- (3) 实时水文预报软件。
- (4) 实时校正模型的研制。
- (5) 土壤含水量的优选。
- (6) 具有预估预见期内降雨进行洪水预报的功能。
- (7) 考虑加入经验模型。
- (8) 加入人机交流模块或人工智能模块。

4.7.2.4 图形系统

洪水预报及调度软件系统的图形系统主要包括以下几类图形:

- (1) 系统及电厂简介。
- (2) 实时雨水情图。
- (3) 水库的运行实况图。

4.7.2.5 水务管理软件

水务管理的自动化, 即将平时手工的日常水务计算工作, 全由计算机自动完成, 既可节省劳力、提高效率, 又可规范化管理、减少差错。具体计算工作有: 日、旬、月、年及时段运行报表的制作等。

4.8 系统的供电及防雷措施

在系统设计和建造过程中, 要重点考虑系统的稳定可靠性, 这是发挥系统效能的前提, 系统供电和防雷是保证系统稳定可靠运行的重要一环。

4.8.1 系统设备的供电

保证系统各设备的供电质量是设备正常运行的基本要求, 与系统供电电源有关的因素是:

- (1) 供电容量具有足够的余量。
- (2) 遥测站采用太阳能电源供电以防止交流输电线引雷。
- (3) 采用省电电路、低功耗设备和元器件等。
- (4) 各电源连接线和接插件要经久耐用接触牢靠。
- (5) 使用交流电时, 充分考虑防雷、断电和交流电的浪涌等问题。

遥测站采用 38AH 12V 的免维护蓄电池供电, 由 12W 的太阳能光板浮充补给其电能, 这种供电系统在蓄电池组容量充足情况下, 一般能在连续无太阳光照 1 个月内, 维持设备正常运行, 因而能使设备长年不间断工作。

中心站设备多、功耗大, 只能采用大容量的交流供电方式, 交流电采用供电稳定可靠的厂内专用交流电源, 且有良好的接地线, 接地电阻小于 1Ω 。中心站微机部分的电源采用隔离变压器、交流稳压器及 UPS 组合的供电设备。

4.8.2 系统的防雷

雷电干扰和雷击是系统安全的一大威胁, 对于多雷的山区, 防雷成为首要问题。遥测站不需专设避雷器, 因遥测站采用筒式结构, 这种双金属筒式结构形成良好的法拉第笼体, 本身具有良好的防雷和抗干扰能力。中心站设在厂区, 具有可靠的避雷保护, 但应注意以下事项:

- (1) 中心站应设在避雷保护区内。
- (2) 交流供电电源应通过 1:1 隔离变压器引入, 隔离

变压器的铁心与厂保护地线有良好的连接。

(3) 中心站房应有较好的屏蔽保护, 房地线应与 UPS 电源、稳压电源等接地端应共一点接地。接地电阻 $R < 1\Omega$ 。

(4) 建设避雷针和接地网:

1) 天线塔(杆)上均应装设避雷针, 避雷针与地网焊接牢靠。

2) 天线体应与避雷针引线绝缘。

3) 避雷针的最高点应比天线最高点高出 5m 以上。

4) 避雷针的保护范围为 $35^\circ \sim 45^\circ$ 角锥体。站房应在避雷针保护范围内, 否则需另建避雷针。

5) 设备地网和避雷地网分开建设, 两地网相距 5m 以上。

4.9 系统可靠性

4.9.1 系统可靠性标准

系统可靠性是指在规定的条件下和规定的时间内完成规定功能的能力。系统可靠性是用系统月畅通率、数据处理作业的完成率和平均无故障工作时间来衡量。月畅通率和数据处理作业完成率均大于 90%, 平均无故障工作时间 (MTBF) 遥测站、中继站和中心站均大于 5000h。此外, 站网布设的合理性和预报方案的优劣也是评价可靠性的因素。

4.9.2 系统可靠性措施

(1) 留有足够的线路储备量。

(2) 软件设计上采用数据的合理性判断和插补, 以保证数据的完整性。

(3) 中心站的主计算机和前置机基本功能互相覆盖, 主机功能齐全。

(4) 电源可靠, 其容量有足够余地。

(5) 遥测终端机、中继机和前置机等均有可靠的防雷接地措施。

(6) 加强管理, 有足够备件和必要交通工具。

(7) 配备 2 套预报方案, 以供分析比较。

4.9.3 系统可靠性实例

某系统已投入运行的可靠性参数: 系统数据传输误码率优于 1×10^{-4} 。整个系统保证在汛期能连续、可靠工作 6 个月以上, 单个遥测站、中继站设备的平均无故障时间 (MTBF) 大于 10 000h。系统数据传输的月畅通率大于 95%。

遥测站环境温度为 $-40 \sim +50^\circ\text{C}$, 相对湿度大于 95% (水位传感器能在相对湿度大于 95% 的环境下长期工作) 的条件下正常运行, 并有防雷、防潮、防冻、防风、防动物 (包括昆虫) 破坏能力。

遥测站采用全电磁屏蔽, 全密封铝合金法拉第筒结构, 全面实现环境 (雷电、高低温、高湿) 保护, 中心站接地电阻小于 1Ω 。

4.10 土建工程

为使水情自动测报系统的基础设施标准化, 增强信息采集、传输与处理的安全、可靠和时效性, 其基础设施的建设应符合水利部水资文 (1999) 38 号文颁发的《水文基础设施建设实施意见》的精神。

4.10.1 土建的基本任务

土建的基本任务是为水情自动测报系统设备提供必需的工作环境, 因此土建质量是关系到水情自动测报系统能否长期安全运行的重要条件之一。系统土建的基本任务包括以下主要内容:

(1) 遥测站、中继站、中心站的站房建设。

(2) 水位井的建设和传感器的安装要求。

(3) 天线塔(杆)的建设。

(4) 避雷针和接地网的建设。

4.10.2 土建的基本要求

(1) 遥测站站址的选择, 应满足水情测报的需要, 同时还要兼顾到通信、交通、管理和维护方便。

(2) 遥测站站址应选在规定的洪水淹没标准以上, 如岸上站房, 对大江大河及其重要支流控制站, 应高出百年一遇洪水水位 1.0m 以上。其他站应高出 50 年一遇洪水水位或建国以来出现的最高洪水水位 1.0m 以上, 测验河段有堤防的站, 应高于堤顶高程。站址还应避开泥石流、地基塌陷的地点。

(3) 遥测站站房建设要牢固、防盗、防地震 (八级)。站房为平顶, 以便安装太阳能发电板等设备。

(4) 中心站站房内的温度、湿度、面积、房间分配以及电源等要满足中心站设备工作条件。

(5) 所有站房要求接地电阻 $R < 10\Omega$, 其中, 中心站 $R < 1\Omega$ 。

(6) 站房要有良好的防雷接地设施。

4.10.3 中心站站房建设的要求

为使中心站可靠工作, 延长设备使用寿命, 保障工作人员身体健康, 对中心站站房建设比遥测站站房建设有更高的要求:

(1) 在总体布局上, 尽量把中心站站房位置选在空气洁净、绿化较好、远离交通干道和有电气干扰的位置。

(2) 中心站站房房间平面分布图见图 5.7-13, 其中, 主机房面积为 $20 \sim 25\text{m}^2$, 过道及更衣间为 $10 \sim 20\text{m}^2$, 蓄电池间约 $4 \sim 5\text{m}^2$, 有条件的可另设 $10 \sim 15\text{m}^2$ 的值班维修房间。

(3) 蓄电池间应与主机房完全隔离, 仅在两者隔墙底部留一直径 40mm 的引线孔。

(4) 主机房顶棚、地板和墙壁均不应裸露, 顶棚应加天花板或刷漆, 墙壁刷漆或用贴墙布。地板为活动油漆地板, 并铺设防潮地毯, 地板下留有走线槽, 另配有吸尘器。

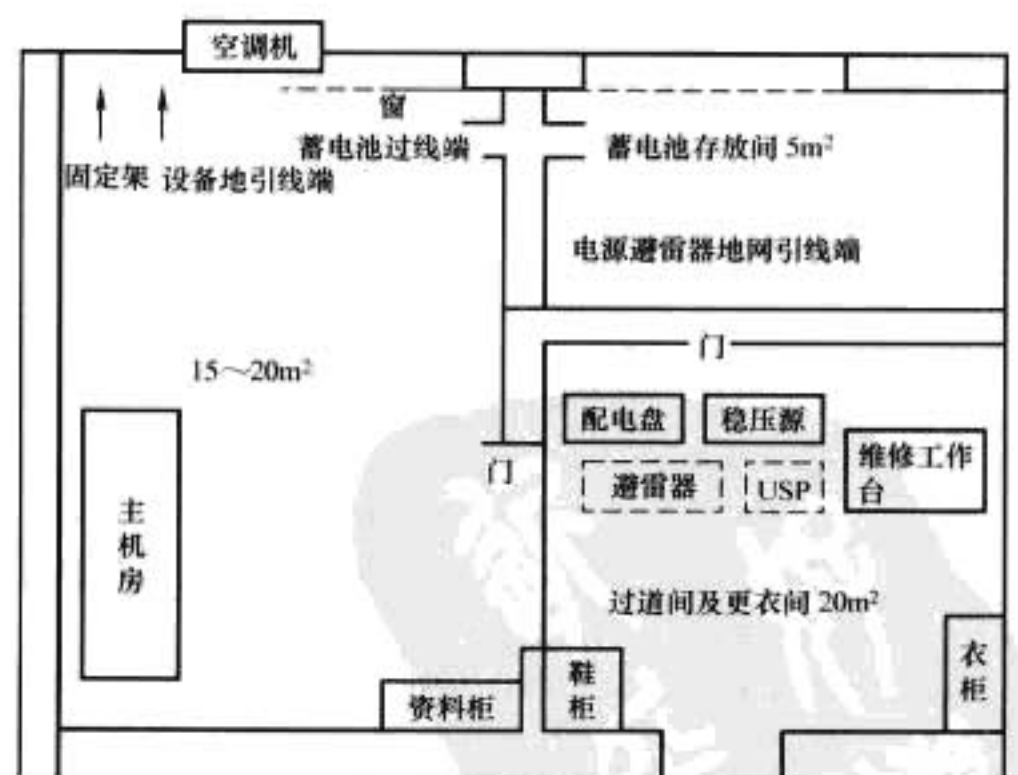


图 5.7-13 中心站房分布图

(5) 主机房温度要求为 $15 \sim 30^\circ\text{C}$, 相对湿度 $\leq 80\%$ 。故应安装空调机, 对于湿度较大地区, 应配以 $\geq 1000\text{W}$ 去湿机, 有条件者再配以负离子发生器。另外, 主机房内应安装温度计和湿度计, 主机房用双层玻璃窗, 暗色窗帘。

(6) 主机房为交流供电 $220\text{V}/50\text{Hz}$, 总功率约 5000W , 计算机系统单独供电 $600 \sim 1000\text{W}$, 经交流稳压器后再供给

计算机系统使用,空调机、吸尘器、负离子发生器、照明、维修等用电要与计算机系统分开,机房墙壁上应预先安装数个不经稳压的交流电源(三芯)插座。

(7) 中心站天线塔(杆)应建在主机房附近。

(8) 不论机房还是电台房,墙壁均要留有天馈线及地网线就近进入机房和电台房的进线孔,馈线进线孔要预埋直径40mm的塑料管,房外塑料管向下弯曲,以防雨水顺馈线渗入机房。

(9) 主机房内基本配置为:两张计算机工作台,办公桌一张,铁皮立柜一个和空调机、吸尘器、负离子发生器及椅子等。

(10) 中心站应配备必要的消防设备。

4.10.4 中继站站房的要求

(1) 中继站站房使用面积不小于 6m^2 ,为了房顶上设备安全,房间净高不小于3.5m,砖或混凝土结构平顶,屋檐伸出墙外0.5m。东西侧面墙上离地面2m高各开一个适当的铁质百叶窗,防雨水渗入,并加防虫网,东西墙根上方各装一个4in(1in=2.54cm)透气弯管,房内管口要加盖铁纱网,防虫、鼠进入。

(2) 在靠近天线塔(杆)的墙上方留有馈线进线孔,还要预留太阳能电池(和雨量信号线)进线孔,如果有交流电引入,也要预留进线孔,各孔均加 $\phi 40\text{mm}$ 的塑料弯管引入。安装时,待线穿好后,用泡沫塑料把余隙堵牢,以防雨量渗入。

(3) 中继站站房配备一木质工作桌,尺寸为 $1000\text{mm}\times 600\text{mm}$ 。

中继站站房土建参考图如图5.7-14所示。

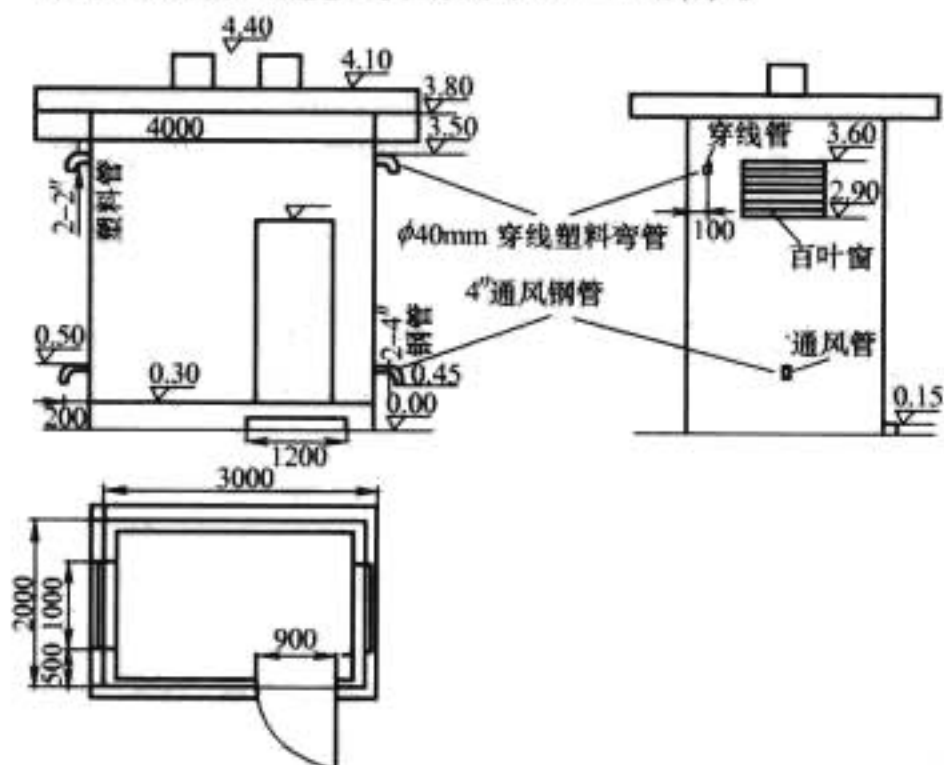


图 5.7-14 中继站、遥测站站房参考图

4.10.5 遥测站站房的要求

(1) 对遥测站站房要求基本上同中继站。

(2) 遥测站站房使用面积约 4m^2 ,净高 $\geq 3\text{m}$,如果水井建在站房内,使用面积约为 6m^2 。

(3) 如果水位井和站房相距较远,水位信号线应加金属套管并接地引入站房,金属套管接地良好,埋深0.5m以下。

(4) 砖混式站房结构如图5.7-14所示。

(5) 遥测站筒式站房结构如图5.7-15所示。

4.10.6 水位井建设要求

(1) 传感器为浮子式水位计时,则遥测站要建水位井。

(2) 井筒壁要光滑、垂直,井筒有效内径大于或等于600mm。要求结构牢固、防冲、防淤,并采取消浪措施。

(3) 新建的水位井,在满足通信质量要求前提下,要求

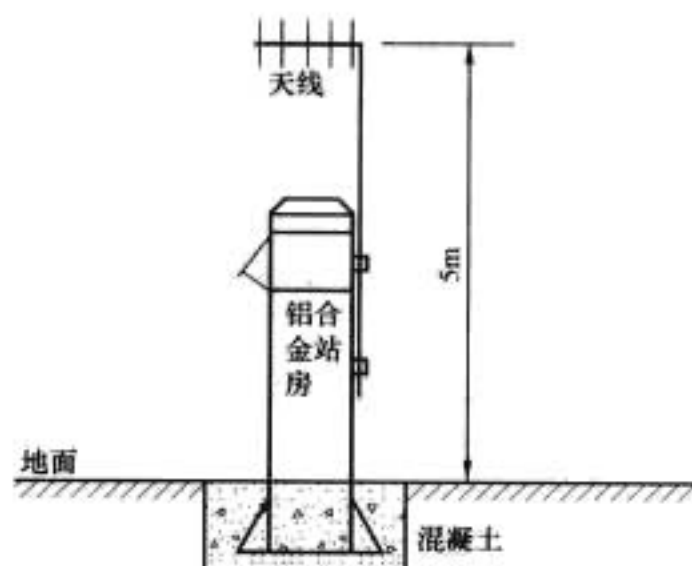


图 5.7-15 筒式站房结构

井房和站房合一。利用原有井房的,如果井房面积充裕,通风良好,通信条件许可,也可两者合一;如果需另建站房的,站房应尽量靠近井房以缩短水位信号线和其他水资源信号线的长度,减少雷击概率,如果井房与站房相距5m以上,水位信号线应套入铁管后埋地引入站房。

(4) 水位井可建圆形、方形、矩形,材料可用钢筒或混凝土管等,井口用木质盖子盖严。浮子式水位计遥测站示意图见图5.7-16。

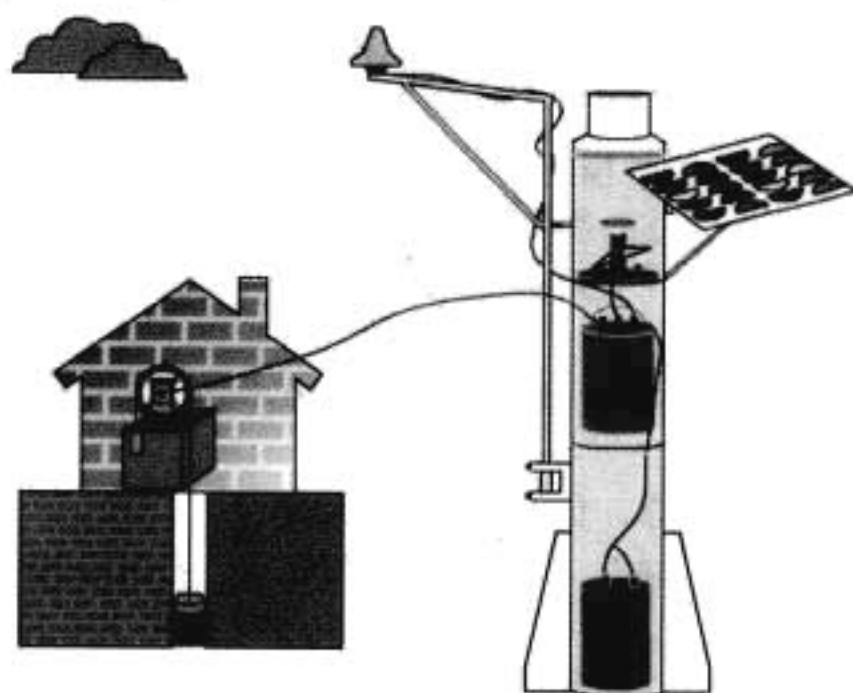


图 5.7-16 浮子式水位计遥测站示意图

(5) 水位井可建成岸式、岛式,如图5.7-17和图5.7-18所示。

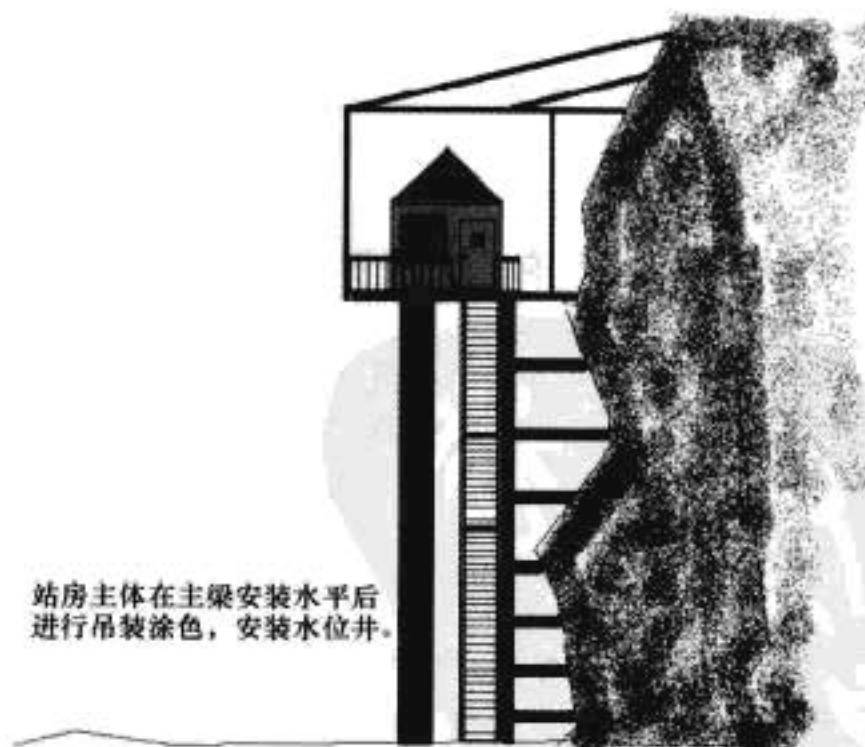


图 5.7-17 岸式水位井示意图

(6) 水位井要满足最大水位变化范围,井底应低于最低设计水位0.5~1m,测井井口应高于设计最高水位(一般为50年一遇洪水水位)0.5~1m。

4.10.7 天线塔(杆)的建设要求

(1) 天线塔(杆)的地理位置和高度由系统通信电路设

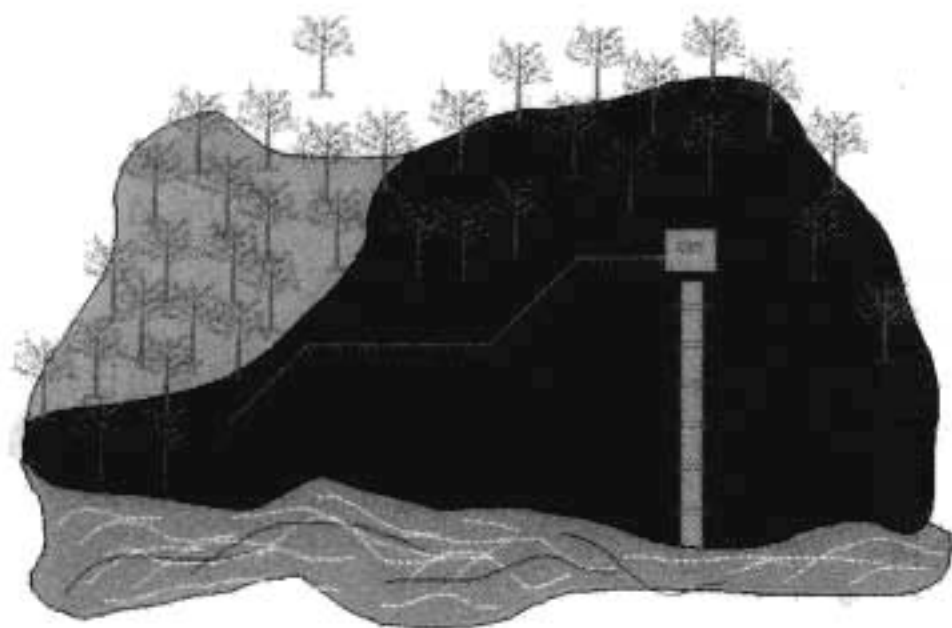


图 5.7-18 岛式水位井示意图

计报告给定。

(2) 天线高度低于 10m 的, 可用水泥杆或木杆架设天线, 超过 10m 的, 一般应建铁塔。

(3) 天线塔(杆)与站房距离大于 5m 时, 应在两者之间架设钢丝绳, 以悬挂馈线引入站房。

(4) 在天线挂高的高度上架设一安装平台, 天线塔(杆)建设牢固, 安装天线后应能承受 12 级风力, 如图 5.7-19 所示。

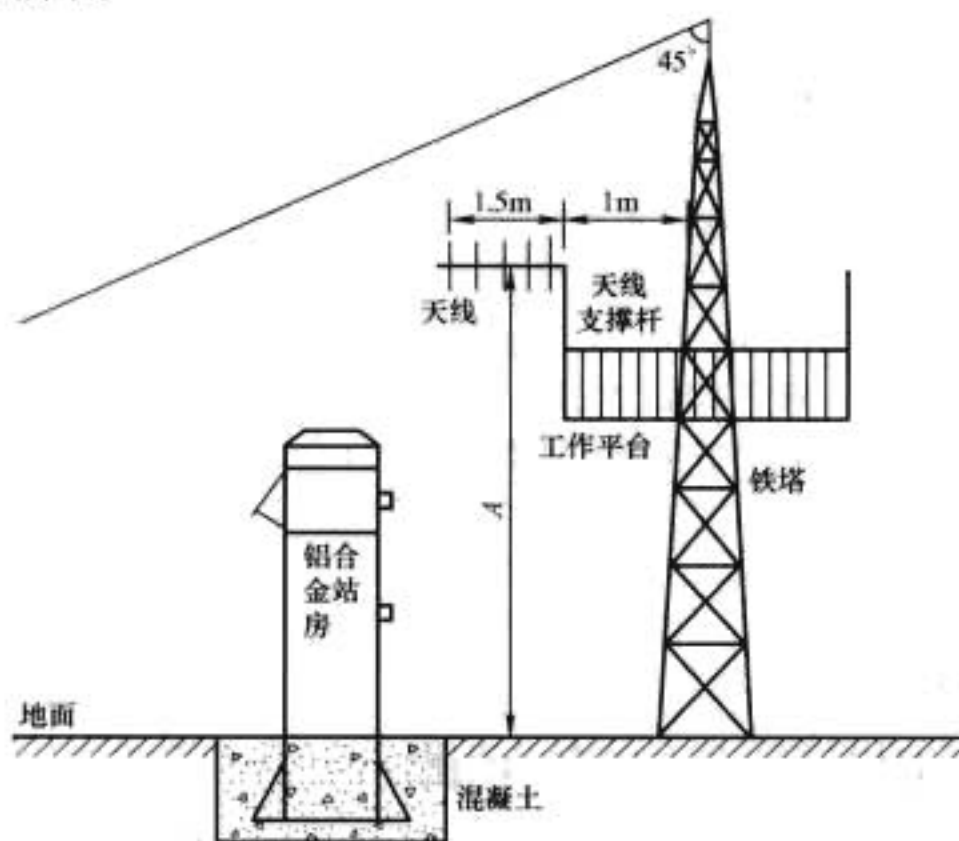


图 5.7-19 天线塔结构示意图

4.11 系统建设进度、人员编制和培训

为确保系统能按期投入运行, 必须拟订工程建设进度, 配备一定的技术管理人员, 定期技术培训和后勤支持, 以最大限度地发挥水情自动测报系统的功能和效益。

4.11.1 系统建设进度

系统建设进度表见表 5.7-3。

表 5.7-3 系统建设进度

项 目	年	年	年	年
一、总体设计报告编制及审查				
二、水文预报模型编制				
三、软件编制调试				
四、土建工程				
五、设置购置				
六、安装调试和试运行				
七、鉴定验收和移交				
八、人员培训				

4.11.2 人员编制

(1) 主任 1 名。

(2) 通信及遥测技术人员 2 名, 负责运行巡检及维护。

(3) 计算机人员 2 名, 负责计算机运行及软件的维护开发。

(4) 水文专业技术人员 2 名, 负责日常操作, 发布预报成果。

(5) 以上人员应是工程师或相应专业的大、中专毕业生并经过技术培训后上岗。

4.11.3 人员培训

系统的设计安装单位, 应负责承担技术培训。接受培训人员应参加系统设备的安装、调试及运行等, 达到熟练的程度。

4.12 系统工程概算

4.12.1 编制概算依据

(1) 《水力发电工程可行性研究报告设计概算编制办法及费用标准》(电力工业部电水规 [1997] 123 号)。

(2) 《水力发电建筑工程概算定额》(电力工业部电水规 [1997] 031 号)。

(3) 《水力发电设备安装工程概算定额》(电力工业部电水规 [1997] 031 号)。

4.12.2 编制工程概算

水电站水情自动测报系统工程概算以表格的形式表现出来, 它包括: 总概算表、建筑工程概算表、设备及安装工程概算表、其他费用概算表。

(1) 总概算是建筑工程概算、设备及安装工程概算及其他费用概算的总和。

(2) 建筑工程概算指的是土建费用。

(3) 设备及安装工程概算指的是设备费用。

(4) 其他费用概算指的是勘测设计费、信道测试费、站网论证费、水情预报软件费, 总体设计、电测、站网论证报告的编制费及总体设计方案咨询审查费等。

5 系统的建设与考核

5.1 系统的建设

水情测报系统的建设包括遥测站和中心站的土建及设备的安装调试等。设备的安装调试, 在全部设备到达现场后, 进行清点, 所有设备应齐全。召开工程设备安装前的工作会议, 对安装工作制定详细计划和措施, 就有关技术规范及要求作具体的规定。

5.2 系统的考核验收

水情自动测报系统的考核验收是依据合同、水文自动测报规范来进行的。自系统投入考核运行后, 考核运行期一般为 1 年, 并制定考核验收大纲, 双方根据考核验收大纲进行。

5.2.1 数据精度比测

数据精度比测主要是对雨量、水位传感器的精度检测。

5.2.1.1 雨量比测

遥测雨量值与人工观测值比较, 其比测方法:

日雨量 $\leq 25\text{mm}$, 允许误差 $\pm 1\text{mm}$ 。

日雨量 $> 25\text{mm}$, 允许误差 $\pm 4\% \times \text{实测值}$ 。

5.2.1.2 水位比测

水位比测采用人工观测值与系统遥测值比较的办法进

行。当水位分辨率为 1.0cm 时,水位允许误差不超过 $\pm 2\text{cm}$ 的概率为 95%,误差不超过 3cm 的概率为 99%,均为合格。

5.2.2 系统可靠性指标统计

(1) 数据畅通率:系统数据月平均畅通率,应达到平均每个数据收集周期有 90% 以上的遥测站,能把数据准确送到中心站。它是反映系统信道质量和设备可靠性的综合指标。

(2) 系统平均无故障工作时间 MTBF。

5.2.3 系统功能检测

(1) 遥测站功能检测。

(2) 中心站的功能检测。

5.2.4 洪水预报

(1) 洪水预报精度。

(2) 洪水预报成功率。

系统通过以上几条检验,达到部颁标准,则可验收。

6 水情自动测报系统常见问题及解决方法

6.1 硬件部分

6.1.1 外站设备维护

(1) 防盗、防人为破坏,遥测站是无人值班(少人值守)的运作方式,遥测站建成后委托当地人员看管,并在遥测站周围建立防护栏。

(2) 寒冷地区冬季防冻,可将遥测站的仪器筒,埋入地下 1m 深或更深些,太阳能光板、天线及雨量计等置于地面以上。对有中继站的系统,中继站的站房应建在地下 2m 深处。

6.1.2 信号干扰

6.1.2.1 干扰种类

梯级防洪调度网络中的中继站,已成为集中式台址。天线之间的隔离,受各种因素限制不能做得太大,天线互相靠近又架设在一个台址上,因此,天线之间的耦合较紧,干扰分量的幅度比较大。如果处理不当,则会产生如下干扰:①互调干扰;②大信号阻塞;③灵敏度抑制;④相邻频道干扰;⑤交叉调制干扰。

6.1.2.2 抗干扰措施

- (1) 频道间留有较宽的频率保护带;
- (2) 天线空间隔离;
- (3) 天线方向性合理利用;
- (4) 选择无互调频率;
- (5) 抗邻频道干扰。

6.1.3 雷击

水情自动测报系统中,最易遭雷击的是水位计到遥测站站房之间的信号传输线。其解决办法是将水位计的传输线,穿入镀锌管并埋入地下。

6.1.4 太阳能电源

太阳能电源是太阳能硅发电板对蓄电池浮充,以实现负载供电。

6.1.4.1 可靠性设计

从运行的情况来看,太阳能电源存在着容量不够或容量过大,究其原因还是可靠性设计的问题。要设计一种经济可靠的太阳能电源,则要考虑众多的相互关联因素的影响。

6.1.4.2 日常维护

太阳能光板表面要经常清理灰尘、树叶等,蓄电池室要通风良好,且不应存放火源。对于免维护蓄电池要定时更换,对于铬镍蓄电池要定时充液。

6.1.5 雨衰

雨衰发生在 VSAT 系统的 Ku 波段,解决的办法如下:

(1) 靠增加功率来解决传输环境对 Ku 波段的影响,即在中心站配置上行功率自动控制设备,当检测到信号有衰减时,自动增加上行功率。对下行功率,一般靠事先留有足够的储备。

(2) 尽量不采用 VSAT 系统的 Ku 段作为水情自动测报系统的载波频率。

6.1.6 水位校验

水位校验,通常采用人工观测值与系统遥测值比较的办法进行。当水位分辨率为 1.0cm 时,水位允许误差不超过 $\pm 2\text{cm}$ 的概率为 95%,误差不超过 3cm 的概率为 99%,均为合格。

6.1.7 备品备件

系统配备足够的配品配件,以便在出故障时,能及时更换。备品备件数量可按系统规模确定,但不得少于系统设备数量的 10%。

6.2 软件部分

6.2.1 调整洪水预报模型参数

在建立洪水预报模型时,应考虑洪水预报精度及洪水预见期。为延长洪水预见期,控制降雨的时空分布情况,采集时段雨量及掌握各站区间降雨洪水状况,沿河两岸山麓设遥测雨量站和水位站,以便建立水文站概念性模型预报方案,可获取更长的洪水预见期。

6.2.2 软件系统开发的步骤

- (1) 水文模型选择。
- (2) 脱机编制洪水预报方案(模型参数率定)。
- (3) 实时水文预报软件。
- (4) 实时校正模型的研制。
- (5) 土壤含水量的优选。
- (6) 具有预估见期内降雨进行洪水预报的功能。
- (7) 加入人机交流模块或人工智能模块。
- (8) 建立适合本流域的水文模型,在准确预报水库来水情况下,能减少弃水、多蓄水、多发电,提高水库的经济效益。

7 卫星通信在水情自动测报系统中的应用

对于远距离大面积复杂地形的水情测报,超短波通信甚感不足,即使是局部性的高山地带防洪区,也难以实现水情自动测报。随着科技发展,卫星通信的应用范围不断扩大,出现了一些新型的卫星通信网络,如 VSAT 卫星通信系统、低轨道卫星移动通信系统和海事卫星通信系统(Inmarsat 系统)等,为解决超短波通信的不足提供了良好的解决方案。卫星通信组网图如图 5.7-20 所示。

海事卫星 C 系统网络结构示意图如图 5.7-21 所示。

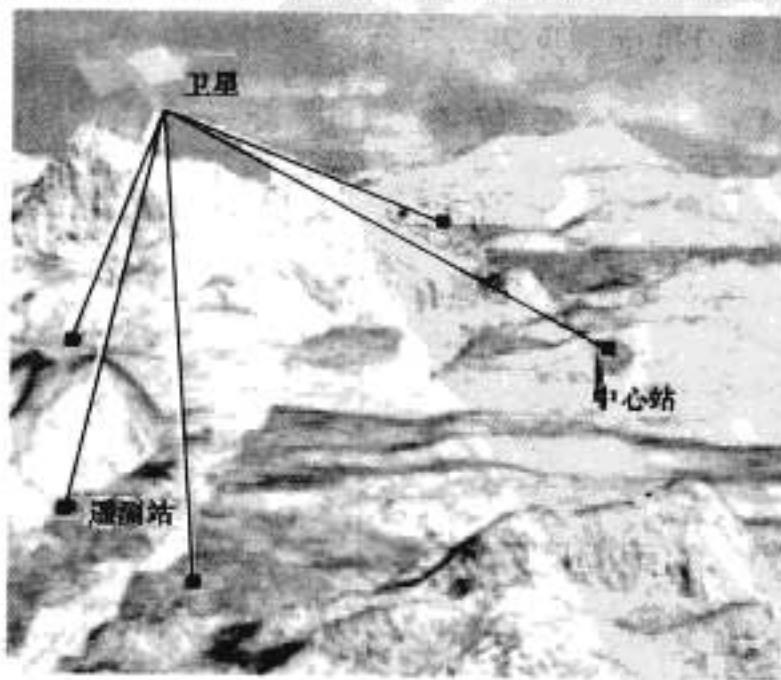


图 5.7-20 卫星通信组网图

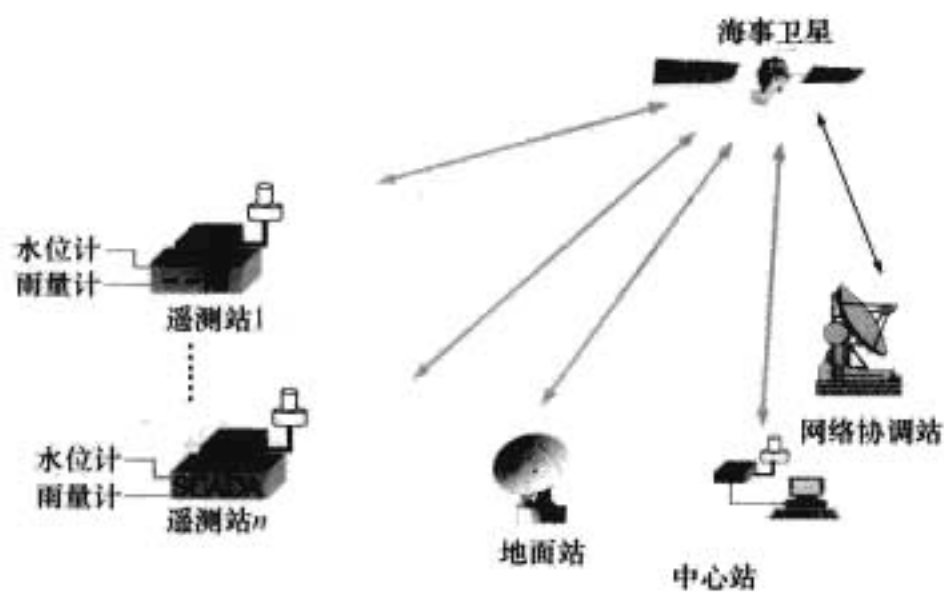


图 5.7-21 海事卫星 C 系统网络结构示意图

7.1 海事 (Inmarsat) 卫星通信在富春江水情测报系统中的应用

7.1.1 系统规模

富春江系统规模由 1 个中心站, 21 个遥测站组成。21 个遥测站中, 有 14 个雨量站, 7 个雨量、水位站, 均属 Inmarsat-C 组成的卫星通信网的从站; 中心站由 Inmarsat-C 移动终端构成该卫星通信网中的主站。

7.1.2 工作体制和通信方式

(1) 工作体制:

系统的工作体制采用自报工作方式。由 Inmarsat-C 移动终端组成的测站 (从站), 向 Inmarsat-C 组成的中心 (主站) 单向传送水情数据信息, 各从站之间不构成通信信道。

(2) 通信方式:

采用数据报告方式传送水情信息。

7.1.3 数据格式

数据格式, 收发双方应有明确约定, 规定一帧信号的长度及每个字节的定义及其码制。用 Inmarsat-C 数据报告通信方式传输水文数据。

遥测站自动报数的每组数据, 按顺序包括: 同步字 (一个字节)、站号 (一个字节)、特征码 (两个字节)、雨量值 (两个字节)、水位值 (两个字节)。每组数据共 8 个字节, 各字节均为二进制码。

7.1.4 中心站数据收集及发布信令

中心站包括前置机和洪水预报主机两部分, 前置机通过 Inmarsat-C 通信网的主站担任值守任务, 随时接收遥测数据, 并定时发布信令。

前置机从接收到的数据中提取水情信息 (包括雨量、水位、特征码和遥测站号等), 进行正确性判别、消去误码等数据处理后, 实时屏幕显示, 并按一定的数据格式存入数据库内, 供数据查询及主机调用 (进行预报演算等)。系统数据库采用 Access 数据库格式对数据进行存贮和管理。

各遥测站于每天定点等候接收中心站的指令, 以便中心站在对各遥测站的发送参数 (包括雨量增值、水位增值、定时报数间隔) 进行修改时, 在此定点发布信令。遥测站在收到的信令中若有要求本站修改参数的指令, 则修改自己的参数。

7.1.5 中心站设备配置、软件结构及网络连接

中心站为全系统的信息收集和调度中心, 遥测站采集到水情数据经长距离传送后在此处理、存贮并作出洪水预报和防洪调度方案。

中心站由数据采集处理器 (前置机)、洪水预报主机 (后台机) 和电源等几个主要部分组成。

7.1.5.1 数据采集处理器 (前置机) 配置和软件组成及使用说明

数据采集处理器由工业控制机构成, 它与 C 终端机、卫星专用电源组成中心站前置监测系统。前置机软件及数据库采用 Microsoft 公司最新推出的版本编制而成。

(1) 系统软件的组成和功能: 系统应用软件采用模块化结构, 其构成如图 5.7-22 所示。

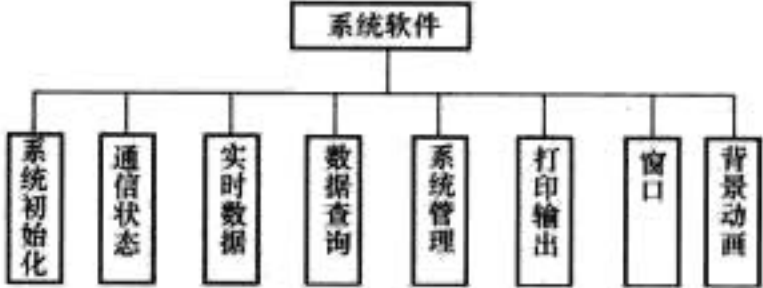


图 5.7-22 系统应用软件结构图

(2) 系统数据库结构: 系统使用微软公司 Access 数据库格式, 系统数据库名为 hpdb.mdb, 数据库可通过 Microsoft Access 打开, 数据库又由以下的数据构成, 如表 5.7-4 所示。

表 5.7-4 数据库结构表

Hpdb.mdb: 数据库		
• 遥测站参数表 • 系统通信接口表 • 原始数据表 • 原始数据过滤表 • 1h 实时数据表 • 3h 实时数据表 • 6h 实时数据表 • 1h 数据表 • 3h 数据表	• 6h 数据表 • 日雨量表 • 月雨量表 • 水位数据表 • 遥测站月通信记录表 • 遥测站年通信记录表 • 遥测站通信记录表 • 人工置数表 • 日雨量打印表	• 月雨量打印表 • 水位日报打印表 • 遥测站维修记录表

上述各数据表均可打开, 各表均包含若干条记录, 同一个数据表的每条记录具有相同的格式, 均包含若干个字段, 描述该记录的内容。例如, 富春江系统遥测站通信次数表中应包含 21 条记录, 一条记录对应于一个遥测站, 每条记录包含遥测站号、日期、通信次数这三个字段。

根据系统的大小, 对数据库的数据要定时进行压缩, 以保持数据库的高性能状态。对富春江系统, 三个月进行一次数据库压缩。

(3) 前置机软件使用说明: 前置机软件采用光盘安装。将光盘放入光驱, 启动计算机并在“C”驱动器的“中心站软件”目录中找到安装文件“SETUP.EXE”, 即可顺利安装前置机软件。

安装目录中的文件分以下几类:

- 图形文件——后缀为 .bmp, .ico;
- 动画文件——后缀为 .avi;
- 数据库文件——后缀为 .mdb;
- 运行文件——后缀为 .exe;
- 报表文件——后缀为 .rpt。

本软件具有数据查询、系统管理、打印输出等功能。

7.1.5.2 主机硬件配置和中心站网络连接

中心站主机的硬件设备主要包括: 微机、高分辨大屏幕彩显 CRT、激光打印机、绘图仪、UPS 及包括 48V/60AH 蓄电池、1 : 1 防雷变压器和交流稳压器等电源设备。

主机预报所需的实时水情数据, 从数据采集处理器 (前置机) 中索取。

由数据采集处理器、预报主机、备用机及厂内信息中心组成的本网络系统 (域名 FCJSD), 网内连接通过网络集线

器完成。

与网外上级电力局的信息连接是经厂内信息中心的网桥通过电力载波来实现的(域名FCJ)。

中心站硬件设备主要配置及网络结构如图 5.7-23 所示。

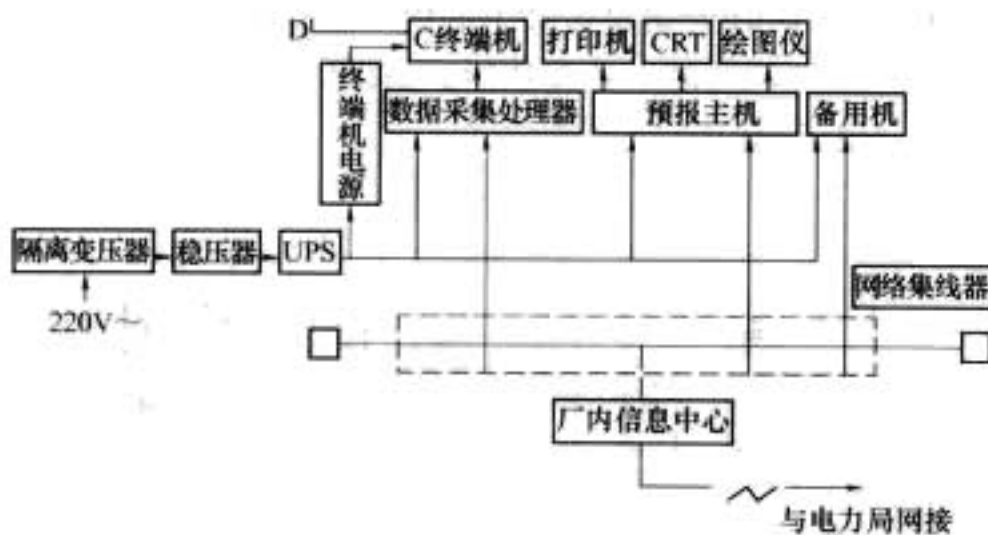


图 5.7-23 中心站硬件设备及网络结构图

7.2 VSAT 卫星通信在映秀湾水情自动测报系统中的应用

本系统由 2 个中心站(映秀湾和太平驿)、10 个遥测水位雨量站(校场坝、沙坝、杂谷脑、渭门、威州、草坡、皂角湾、核桃坪、正河、耿达)、4 个遥测水位站(太平驿闸首、映秀湾闸首、耿达闸首、渔子溪闸道)和 1 个有线雨量站(映秀湾)组成。水情自动测报系统中的各遥测站和调度中心站均采用 VSAT 卫星通信系统远端机配以控制电路来完成其必要功能。遥测站的其他主要部件包括数据采集控制装置、水位和雨量传感器及太阳能供电部分;调度中心站的主要部件包括前置机(工控机)、通信扩展卡、UPS 电源及打印机等外部设备。本系统利用亚洲二号卫星 Ku 波段转发器,地球主站设在北京,网络结构为星形网。

中心站计算机配置:选用网络结构。网络采用基于局域网的分布式多机系统,数据节点和人机节点按连续运行设计,数据节点配置工业控制机,人机节点配 PC 机。所有卫星遥测站和超短波遥测站的数据分别通过各自的 VSAT 终端和 VHF 终端进入数据节点计算机,配以 Microsoft Windows 中文版操作系统,数据库平台服务器配以 MS SQL Server 6.0 for NT 分布式相关数据库管理系统,工作站(节点)配以 MS Access 2.0 关系数据管理系统,通过 Ethernet(以太网)这些节点相连构成 Client/Server(客户机/服务器)计算机系统模式,设置 HUB 后,可与电站厂房中控室计算机的监控系统形成网间数据通信,实现动态数据交换,同时也可很方便地接入 MIS 系统。配置远程通信控制器,网络具有远程互访能力,可异地直接入网获得信息。网络互连采用工业标准 TCP/IP 协议。网络如图 5.7-24 所示。

网络的主要功能如下:

能满足客户机/服务器的计算,支持分布式数据库的建设、文件传输、远程查询、文件和打印的共享、网络具有扩充功能(可扩充范围包括硬件、软件、应用程序等)的升级能力,保护现有的投资。

采用 Microsoft Windows NT Server 4.0 建立的 Client/Server 计算机局域网具有真正的网络扩展和管理功能,增加必要的软件和硬件配置后,它可以方便地进入国际互联网、国家数据信息网和省中调、国调信息网、水情电报网、气象(云图)信息网等。同时,也可使中心站与分中心站形成网络互连。MS SQL Server 6.0 for NT 分布式相关数据库可实现大型数据库的管理。使用双硬盘系统可实现数据的镜像备份,提高系统的容错能力。

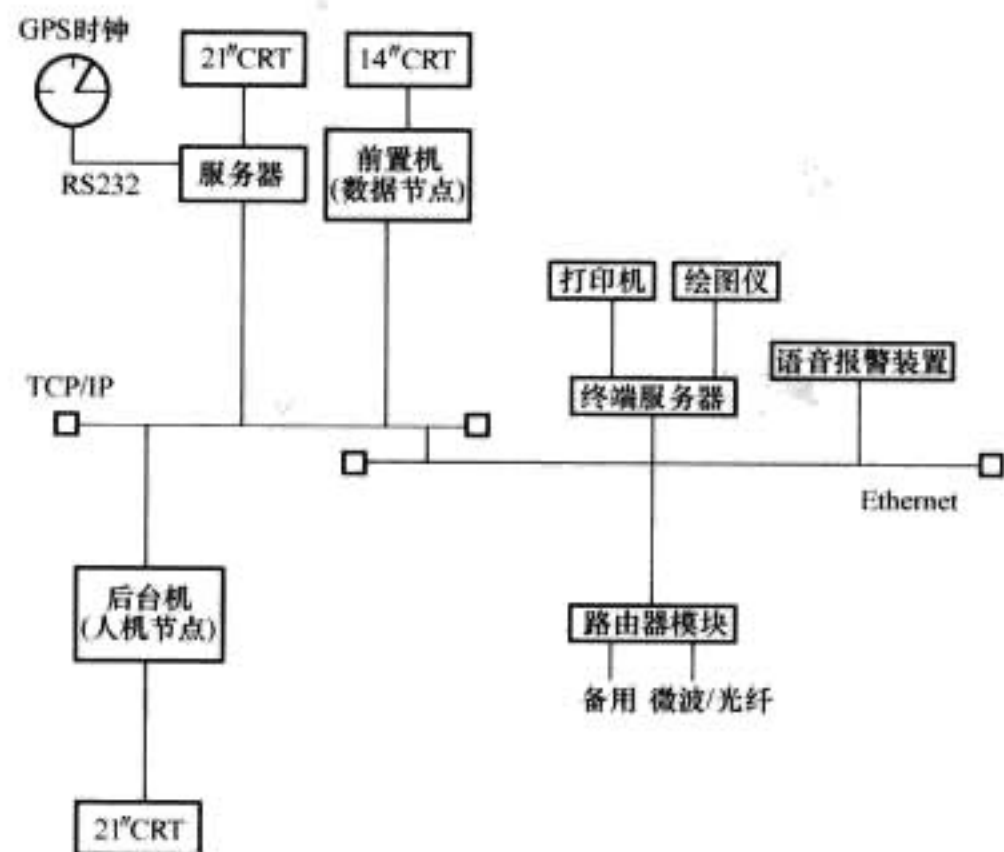


图 5.7-24 中心站网络示意图

采用 Windows 9.x(中文)、Windows NT(中文)、Windows 3.x 为软件运行环境。

开发工具: Visual C++4.0、Visual Basic 4.0。

Visual C++4.0 和 Visual Basic 4.0 是目前国内较为流行的微机应用程序开发工具。可实现多种复杂画面和图表功能,方便与多种数据库互连。应用软件具有人机对话界面、数据库管理、查询打印、实时数据接收处理、报警、扩充、图形缩放、雨水情显示、大坝上下游水位动态显示等功能。

8 卫星与 GSM 通信在水情信道质量测试中的应用实例

云南省小湾水电站水情自动测报系统通信电路质量测试,采用了海事卫星、神州天鸿、卫通及 GSM 等通信手段。国际海事移动卫星通信频率采用 1.5~1.6GHz,神州天鸿(北斗)卫星通信频率 1.4~1.6GHz。中国卫通通信系统频率 1.4~1.6GHz, GSM 移动通信频率是双频 900/1800MHz。

通信网共 32 个测站的信息通过卫星平台送至通信卫星,通信卫星将信息送至地面站,地面站对数据处理后再发向通信卫星,通信卫星再将各站信息送至中心站。

8.1 测试结果的分析

8.1.1 卫星信道测试结果的分析

卫星信道质量测试采用了实地测量法,测试设备采用 Inmarsat-C、神州天鸿及卫通实地装机设备的标准参数。Inmarsat-C 测试中遥测站的信道质量除坝前水位外,全部满足要求。坝前近区仰角 60°大于印度洋上空卫星仰角 41°,线路未能沟通。如果天线位置适当提高并且站点位置适当移位,如移至北岸,使近区仰角小于卫星仰角(41°),信道无线电路便会沟通。另外神州天鸿系统和卫通系统各站点信道无线电路全部沟通(卫通部分站点还作了数据双向传输,收发延时小于 10s),为今后水情遥测系统组网创造了条件。

8.1.2 GSM 信道测试结果的分析

在 32 个测站中,桃沅水文站信号弱,手机信号显示时有时无,有信号时仅为 1 格。太平雨量站手机信号显示 3 格,其余各站均在 4 格以上。手机信号强度显示 3 格时,话路有噪声,能听到语音,但不影响传输数据。一般情况下,信号强度应等于或大于 4 格,信道质量才算满足要求。

8.2 结论

8.2.1 卫星通信结论

Inmarsat 卫星通信除坝前站点外各信道全部沟通，坝前测站只要天线位置适当抬高并且站点根据地形情况移至北岸，信道也可沟通。卫通、神州天鸿各站点信道无线电路全部沟通。

8.2.2 GSM 通信结论

除桃沅水文站（雨量、水位）未沟通外，其余各站全部沟通。通信组网推荐方案：

在测试中 GSM 与海事卫星各有一个站未沟通，卫通及神州天鸿信道全部沟通。

4 种通信方式综合性能价格的对比见表 5.7-5。

由表 5.7-5 可看出：

GSM 综合性能价格比最好，其次是神州天鸿，再其次是海事卫星。但是，海事卫星在电力部门应用最广，稳定可靠性高。

综上所述，建议采用：

方案一：Inmarsat 与 GSM 混合组网，以 Inmarsat 为主，对于个别不通的站点用 GSM 替代。GSM/Inmarsat 遥测站设备结构示意图见图 5.7-25。

方案二：神州天鸿与 GSM 混合组网，以神州天鸿为主，对于个别不通的点用 GSM 替代。

方案三：中国卫通与 GSM 混合组网。

表 5.7-5 通信方式综合性能价格比

对比项目	Inmarsat-C	神州天鸿	卫通	GSM
设备费	高	中	高	低
工作电流	0.5A/8A	0.5A/8A	0.3A/3A	0.5A
传输时间	40s	4s	4s	5s
通信费用	1.20 元/ 8 字节	0.5 元/ 20 字节	0.5 元/ 120 个汉字	0.1 元/ 140 个汉字
通信频段	L	L	L	900MHz
雨衰	无	无	无	无
设备体积	较小	较小	较小	小

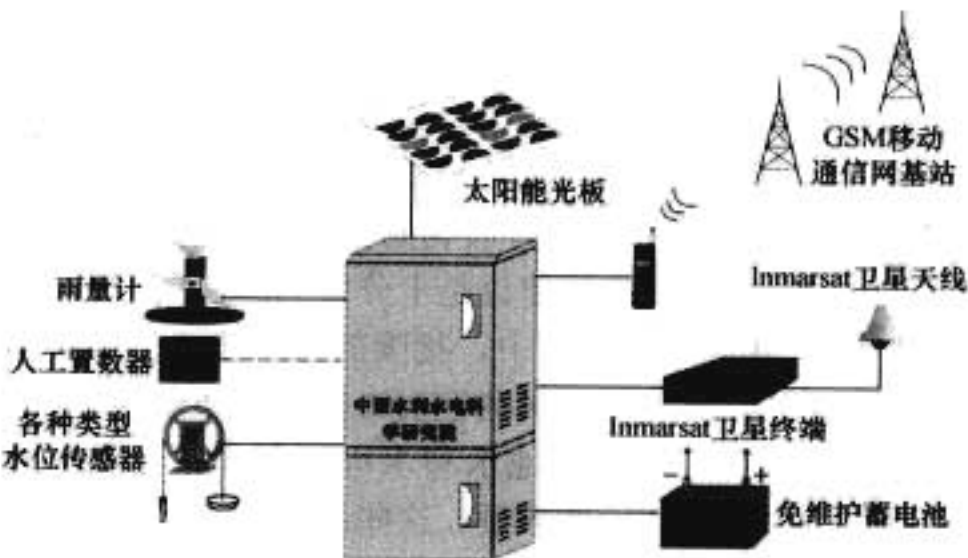


图 5.7-25 GSM/Inmarsat 遥测站设备结构示意图

第8章 水电站闸门控制系统

1 概况

水电站的各类闸门是水利水电枢纽的重要组成部分,在防洪、发电、航运、调水、灌溉、养殖等多方面都起着重要的作用。1949年以来,我国进行了大规模的水利工程建设,根据20世纪末的不完全统计,50年间兴建的水闸总数约3000多座,其中大型水闸约300余座,中型水闸约2000余座。这些水闸工程在防洪与兴利两方面都取得了巨大的效益,由此可见我国的水闸建设是十分发达的。

自1999年至今的9年中,我国的水利水电建设事业更加蓬勃发展。以长江三峡水利枢纽为例,各种用途不同的闸门就有100多扇,加上其他水利水电工程中投入运用的闸门,将会大大提高统计的数量。这些新增的闸门,从设计制造、施工安装等各方面的技术都远远超过以往,其控制技术更加先进、更加现代化。

根据不同的工程类别及规模,闸门有单独设置的,也有多达数十扇集群或分区设置的。如葛洲坝水利枢纽仅一、二、三江的泄洪、冲沙闸就有43扇闸门;江苏新沂市的王庄闸设有钢丝绳平面闸门45扇;北京崇文区的龙江节制闸共有46扇平板舌瓣钢闸门;荆江分洪进洪闸(北闸)设有弧形闸门54扇;江苏洪泽县的淮河三河闸共有63扇弧形闸门;江苏扬州市的万福闸设有65扇平面钢闸门;长江三峡水利枢纽所设置的各类闸门的总数,有近200扇。

闸门的型式分为:平面闸门、平面横拉闸门、平面卧倒闸门、正向受力弧形闸门、反向受力弧形闸门、弧形卧倒闸门、人字形闸门、三角形闸门、叠梁式闸门以及浮动式闸门等。平面闸门可用于水利水电枢纽的防洪、发电、冲沙、灌溉,可用于升船机、船闸和航道的工作挡水,渠道输水的水流、水量的调节控制以及事故检修;弧形闸门也用于水库的防洪、发电蓄水以及泄洪闸、节制闸和船闸输水的水流、水量控制;人字闸门多用作一般船闸的工作闸门;而三角闸门则可用作能双向受力的、入江通海船闸的工作挡水闸门。

闸门的规模有:面积从几平方米到数百平方米不等、重量从几吨至数百近千吨等(如1992年建成的云南鲁甸龙树大河节制闸的灌溉闸门孔口 $1.2\text{m}\times 1.2\text{m}$,不足 1.5m^2 ,而长江上的三峡船闸一扇人字闸门却有近 700m^2 ,重量近千吨)。

2 水电站闸门启闭机简介

不同类型的闸门需要由适宜的或专用的启闭机进行启闭操作,才能正常运用。如最早的小型平面闸门,由于需要下压力帮助下降关闭,而采用螺杆式启闭机,至今还在使用,甚至新建的水闸也可偶尔见到。较大规模的平面工作闸门一般采用台车式或固定卷扬式启闭机操作。事故挡水检修平面闸门多采用门式或桥式启闭机操纵,但也有采用齿轮传动的固定卷扬式启闭机或液压传动的启闭机操作的。船闸用的人字闸门和三角闸门过去一般采用四连杆启闭机,近一二十年来液压传动的启闭机得到了广泛的应用,多用于节制水流、水量的弧形闸门,通常采用齿轮传动的固定卷扬式启闭机或

液压传动的启闭机操作。

从驱动点的数量上分,则有单点驱动和双(多)点驱动之分。单点驱动的启闭机用得最为广泛,多用于规模较小的闸门启闭操作。较大规模的闸门,特别是孔口宽度较大的闸门,需要两点驱动;一般采用一台固定卷扬式启闭机的两个卷筒卷绕钢丝绳曳引,或两台固定卷扬式启闭机通过同步轴刚性连接,做“机械同步”驱动;而当闸门宽度很大,中间又无法设置机械同步轴的中间支撑点时,则需要采用“电气同步”驱动;当采用液压启闭机时,两点驱动则采用“电—液同步”控制驱动。

此外,在液压传动的弧形闸门启闭机中,还有一种由多个油缸—活塞杆接力驱动,来解决大行程启闭操作的液压启闭机。近年又出现了一种与闸门组装在一起的液压集成式启闭机,用于操纵船闸横拉闸门的启闭。

启闭机的启闭能力相应的有数吨至数百吨不等,如刚刚制造成功的金沙江溪洛渡水电站导流洞的固定卷扬式启闭机,其启闭力为 $2\times 8000\text{kN}$,居国内外首位。

2.1 固定卷扬式启闭机

固定卷扬式启闭机一般由起升机构、机架和埋件组成。其中,起升机构又由电动机、制动器、减速机和卷筒构成,其间采用齿轮传动、钢丝绳卷绕,曳引闸门提升或下降。根据启闭荷载的大小,钢丝绳卷绕系统还可分别采用不同的倍率缠绕,以减小传动机构的驱动力。

由于固定卷扬式启闭机具有结构紧凑、运行和维护比较方便、制造相对容易、安装方便等主要特点,可以运用于泄水闸的表孔、深孔和底孔,以及排漂孔、冲沙闸等多种工程部位,目前在国内水利水电工程中仍有广泛的应用。但固定卷扬式启闭机也有重量较大,无法应用于需要下压力关闭闸门的场合等缺点。

2.2 液压启闭机

液压启闭机在20世纪80年代以后逐渐广泛地运用。目前,特别是在大、中型水利水电工程中,已成为闸门的主要启闭设备,且已是优先选用的启闭机型式。

液压启闭机由液压油缸、动力源和液压阀组以及它们之间的连接管道(统称为液压站)等组成。它有很多优点:液压启闭机的整体布置灵活、方便,重量轻、造型美观,控制方式灵活多样、准确可靠。由于在液压系统中可以采用各种先进的比例调节阀件,能方便地实现流量和压力控制,使活塞杆可以平缓地启、制动和平滑无级调速,达到削减运行阻力峰值(如船闸的人字闸门),减轻或消除由动负荷引起的振动和其他扰动,从而使闸门能平稳地运行。而且在闭门过程中,启闭机的油缸可以施加压力,使闸门下降关闭,而不需要依靠增加闸门重量闭门,有利于减轻闸门的重量,节省工程投资。因此,液压启闭机常运用于表孔、潜孔等各类泄洪孔道中,特别是在水电站泄洪闸的表孔中,可以取消高排架而使坝面整洁美观。但液压启闭机有制造技术相对复杂、造价较高,运行管理的技术水平要求较高,对密封性能要求

较高,易发生油液泄漏现象,使运行性能变差且污染环境等缺点。

2.3 门式启闭机

门式启闭机是一种移动式闸门启闭机,它除了用于操作水电站各种泄水闸、冲沙闸、船闸、发电机组进水口和尾水口前、后沿的事故检修门及拦污栅的启闭外,还可以用来做一些日常的维护检修工作。由于事故检修闸门和拦污栅的启闭操作的频率很低,也不可能同时操作多扇闸门,因此,无论一个水电站工程设置有多少个闸孔,在同一个区域内配置的门式启闭机,也只有2~3台。当有某一闸孔需要操作闸门或拦污栅时,可由其行走机构驱动,移动至该闸孔处,进行闸门的启闭操作。

门式启闭机主要由主小车起升机构、主小车运行机构、大车运行机构、副起升机构、副小车运行机构和回转起升及运行机构等多机构组成。

起升机构与固定卷扬式启闭机基本相同,亦是由电动机、制动器、减速机、卷筒、滑轮和钢丝绳等构成,也有单点驱动和双点驱动两种型式。由于需要在水下提起闸门,往往需要采用“自动挂钩梁”作辅助吊具。当采用双点驱动时,还需要采用“机械同步”或“电气同步”驱动。

行走机构有大车运行、小车运行和回转运行机构。小车运行机构的车轮一般为两侧布置、刚性长轴连接,由一套电动机、制动器和减速机系统驱动,沿两侧的轨道运动。大车运行机构则视规模的大小,可由分置于两侧的2~4个台车和相应套数的电动机、制动器、减速机和行走车轮等组成,沿固定敷设在闸顶平面的、平行的直线(或弧线)轨道,做垂直于或平行于水流方向的平移运动。回转机构则沿敷设于机架结构上的圆形轨道运动。由于台车组的制造、安装质量和电动机速度的差异,常会发生车轮啃轨现象,会造成轨道或车轮的严重磨损,需要设法减免这种磨损。为了尽可能减轻车轮啃轨现象,在确保制造和安装质量的基础上,可对两侧布置的电动机做“电气同步”控制,而对同侧布置的电动机做“出力均衡”控制。

2.4 桥式启闭机

桥式启闭机也是一种移动式闸门启闭机,亦用于船闸和各种泄水闸前、后沿的事故、检修挡水闸门的启闭操作。与门机的主要区别在于:其大车平移运动是在高排架上敷设的轨道上进行的。利用其行走机构的驱动,可将起升机构移动到所需的位置上,通过自动挂钩梁启闭该处的闸门。其各机构的基本结构与门式启闭机的大体相同,且亦有单点驱动、双点驱动之分,同样需要解决诸如机械同步、出力均衡、电气同步、自动挂钩和车轮啃轨等问题。

2.5 台车式启闭机

台车式启闭机也是移动式闸门启闭机的一种,它与门、桥机中的主小车的结构相当,由起升机构和行走机构组成,结构比较简单,一般没有同步运行的问题。

3 闸门启闭电气传动与控制技术及装置

3.1 液压启闭机的控制

3.1.1 液压启闭机运行控制的特点

液压启闭机靠液压系统中液体压力传递能量操作闸门,由控制液压油缸活塞施压的方向进行闸门的启、闭,通过控

制油缸的流量来控制闸门启闭的速度。液压启闭机运行控制实质上是对液压泵站和阀组的控制。视闸门型式和功用的不同,其启闭机运行控制方式也不相同。

水电站采用液压启闭机操作的闸门一般有泄洪闸门、导流孔闸门、排漂孔闸门、排沙孔闸门、发电机组快速闸门、船闸闸门等。其中泄洪孔、导流孔、排漂孔、排沙孔闸门的运行特点和控制方式基本相同,可以统称为泄水闸门。

3.1.2 液压启闭机现地控制站的结构及设备配置

泄水闸门和快速闸门一般一扇闸门配置一套液压启闭机。泄水闸门的启闭机分单缸和双缸,快速闸门的启闭机一般为单缸。泄水闸一般一个液压泵站驱动一套液压启闭机(简称“一泵一机”),或一个液压泵站驱动多套液压启闭机(简称“一泵多机”)。

船闸闸门液压驱动设备的配置,一般为一个液压泵站驱动一个闸首同一侧的工作闸门和输水廊道阀门。各闸门的现地控制站一般以液压泵站为单元进行配置,一个液压泵站系统设置一个现地控制站。

3.1.2.1 闸门现地控制站的结构

从20世纪90年代初开始,新建的大、中型水电站闸门现地控制就逐步采用可编程序控制器(PLC)作主控制器件,已建的部分水电站闸门现地控制设备也进行了技术改造,以PLC取代常规继电器电路。

液压启闭机现地控制站一般由液压泵站电动机动力主回路、控制电路及检测装置组成。此类控制站配置PLC作主控制器件,配置可视操作面板作闸门运行信号显示和辅助操作。

(1) 泄水闸门现地控制站:每个现地控制站配置一套PLC。对于重要的防汛泄洪闸门,其现地控制站还需设置一套常规继电器应急控制电路,在PLC故障时能应急开启/关闭闸门。对于“一泵多机”的系统,若闸门布置较分散,可在每个闸门启闭机房另设一个控制柜,在此控制柜上另配置一套远程I/O单元。

(2) 电站进水口快速闸门现地控制站:每个现地控制站配置一套PLC。对关闭闸门的油路电磁阀还应设置硬接线,在PLC故障时,应能可靠快速关闭闸门。对于“一泵多机”的系统,若闸门布置较分散,同样可在每个闸门启闭机房另设一个控制柜,在此控制柜上另配置一套远程I/O单元。

(3) 船闸闸门现地控制站:每个现地控制站配置一套PLC。对于关闭输水廊道阀门的油路电磁阀还应设置硬接线,在PLC故障时,应能可靠关闭输水廊道阀门。对于大、中型船闸,每个现地控制站可采用PLC+远程I/O配置,每个现地控制站除控制本闸首本侧设备外还可控制本闸首对侧设备,同一闸首两侧的PLC互为热备用,这样既可提高控制系统的可靠性,且设备投资增加较少。对于每个闸首的闸、阀门之间,上、下闸首的闸、阀门之间的闭锁信号还应采用I/O点硬连接。

3.1.2.2 闸门现地控制站的设备配置

现地控制站一般配置动力柜、控制柜、闸门开度检测装置、闸门位置检测装置、端子箱等。船闸现地控制站还需配置水位检测装置、通航指挥信号灯、预告警铃。动力柜、控制柜一般布置在液压泵站机房。

(1) 动力柜内装设供电回路器件、油泵电动机动力主回路器件、电动机启动装置、电动机运行保护装置等。柜面布置电压表、电流表、操作按钮、信号灯等。

(2) 控制柜内装设PLC、辅助控制器件、UPS电源、直流稳压电源等。柜面布置转换开关、操作按钮、显示仪

表、可视操作面板、信号灯等。必要时装设继电器控制的应急回路。

(3) PLC 的选取一般作如下要求: PLC 的 I/O 点数按实际需要配置并留有一定的裕量; CPU 运行速率不低于 0.4ms/k, 数据内存(RAM)≥64K, 有较大的停电数据保护区, 程序存储器≥128K 且不小于实际程序长度的 2 倍; 具有热插拔、短路保护、掉电保护等功能。闸门集控网络系统中的现地控制站还需配置网络通信模块。

(4) 每扇单吊点泄水闸门配置 1 套开度检测装置, 每扇双吊点泄水闸门配置 2 套开度检测装置; 每扇快速闸门配置 1 套开度检测装置; 每扇船闸工作闸门和输水廊道阀门各配置 1 套开度检测装置。选择开度检测装置的主要技术依据有: 测量量程、分辨率、允许误差、信号制式和防护等级等。

(5) 每扇单吊点泄水闸门配置 1 套位置检测装置, 每扇双吊点泄水闸门配置 2 套位置检测装置; 每扇快速闸门配置 1 套位置检测装置; 每扇船闸工作闸门和输水廊道阀门各配置 1 套位置检测装置。每套闸门位置检测装置由开终位、关终位、检修位和极限位置开关组成。位置开关防护等级不低于 IP67。

(6) 直流稳压电源主要为液压系统阀组供电, 每个现地控制站配置 2 台直流稳压电源, 2 台直流稳压电源互为热备用。输出电压一般要求同时输出 DC24V 和 DC5V。输出可调范围为输出额定电压的±5%。每台直流稳压电源的容量按全部实际负荷的 1.5 倍确定。

(7) UPS 电源在有以下要求之一的现地控制站中设置: ①现地设备设有在工作中不能突然断电的阀组; ②监控系统需采集现地设备突然断电时的运行参数等。UPS 电源的容量按实际负荷的 1.5 倍确定, 其电池工作时间不小于 0.5h。

(8) 辅助控制器件应满足工作电压、工作电流、维护检修方便、更换快速及防潮防腐等要求, 并能适应安装的工作环境。

(9) 在液压泵站油箱、阀组和启闭机油缸旁均设端子箱, 油箱、阀组和油缸上所有电器设备的接线均采用多股软铜心线接至端子箱。

(10) 船闸现地控制站还需设置水位检测装置、通航指挥信号灯、预告警铃等。

1) 分别在闸室上、下闸首闸门的上、下游侧各布置一套水位检测装置。选择水位检测装置的主要技术依据有: 测量量程、分辨率、允许误差、信号制式等。

2) 分别在闸室上、下闸首设置上行、下行通航指挥信号灯、中心标志灯和闸室边界字符。通航信号灯分别布置在闸室的上、下闸首各 2 套, 每套均有红、绿两色灯; 中心灯分别在首、末 2 个闸首闸门上各布置 1 套; 边界灯分别在首、末 2 个闸首各布置 2 套。

在船闸每个启闭机房的内、外侧各布置一只警铃, 用作闸门开始开门、开始关门、接近开终、接近关终时的预告。

3.1.3 现地控制站的功能设置

闸门控制系统的设计应依据具体的闸门运行要求和机械设备配置进行。现地控制站一般应设置以下功能:

3.1.3.1 操作控制方式的设置

现地控制站一般设有三种控制方式: 集中控制、现地程控、现地检修调试单步控制, 每次操作只能使用一种方式。三种控制方式可在现地控制站进行互锁及操作切换。

(1) 集中控制方式: 接收集控站的运行指令及预置开度, 并自动判别闸门运行方向, 使闸门运行到达预置开度。

(2) 现地程控方式: 通过现地操作, 连续完成一次启门或闭门操作, 到达预置开度时自动停机。

(3) 现地检修调试单步控制方式: 通过现地单步操作可完成电动机空载运行, 闸门开启或闭门运行, 闸门双吊点同步运行的点动纠偏, 闸门接近全关位的油缸卸载等。

3.1.3.2 闸门运行控制的基本功能

(1) 闸门启闭控制功能。正常开/停机控制; 大功率油泵电动机的降压启动控制; 多台液压油泵电动机同时运行、分时启动控制; 多台油泵轮换工作控制; 闸门任意开度启闭控制; 闸门到达全开位/全关位自动停机控制; 故障紧急停机控制; 液压系统油温及油箱的油位控制; 现地设备工作状态显示和故障报警显示; 通过集控系统网络接受集中监控站的控制命令并上送现地设备运行信号等。

(2) 泄水闸门控制站的特殊功能。一泵多机系统中, 闸门一般不同时运行, 应设置闸门运行闭锁控制。闸门到达全关位时, 避免油缸活塞杆受压失稳的控制。

(3) 快速闸门控制站的特殊功能。充水平压开门控制; 发电机组发生飞逸事故或引水管发生事故时的快速关闭闸门控制。闸门关闭时, 一般油泵电动机不启动, 闸门关闭专用电磁阀通电开启, 由闸门自重下落关闭; 设备检修调试(包括水轮发电机组检修和闸门检修)时的慢速关门控制; 一泵多机系统的闸门运行闭锁控制。

(4) 船闸闸门控制站的特殊功能。工作闸门、输水阀门单、双边点动与联动控制; 输水廊道阀门单、双边输水控制; 每个闸首的工作闸门、输水阀门之间, 上、下闸首的工作闸门、输水阀门之间的闭锁控制; 输水阀门无条件关阀控制; 避免闸室产生过量的超灌、超泄的保护控制; 船舶进出闸室的通航信号控制; 开/关工作闸门时启动前的预告警铃控制。

(5) 双吊点泄水闸门的启闭机双缸同步运行控制功能如下:

对于双吊点泄水闸门, 由于受油缸及闸门侧面摩擦阻力不同、油缸缸径制造上的差异等因素的影响, 两个油缸难以达到理想的同步。若两个吊点行程相差较大, 会影响闸门的正常运行, 控制系统应设置双缸动态同步控制功能。

双吊点闸门的液压启闭机双缸同步控制系统是一个电液伺服同步控制系统, 液压控制方式有泵控和阀控两种。阀控系统较泵控系统结构简单、响应快、控制精度高。因此, 泄水闸门双缸同步控制一般采用阀控系统, 即采用比例伺服阀控制油缸的流量, 达到两个油缸同步运行。

阀控系统分单油缸阀控系统和双油缸阀控系统。单油缸阀控系统只在一个油缸 B 的油路中设置比例阀, 如图 5.8-1 所示。油缸 A 的运行速度由系统确定, 是一个固定不变的速度。闸门运行时, 比例阀根据两个油缸的行程偏差不断调节油缸 B 的流量, 使油缸 B 跟随油缸 A 的速度运行, 达到两个油缸运行同步。

双油缸阀控系统: 在油缸 A 和油缸 B 的油路中均设置比例阀。其中一个油缸设置成导引缸, 另一个油缸设置成控

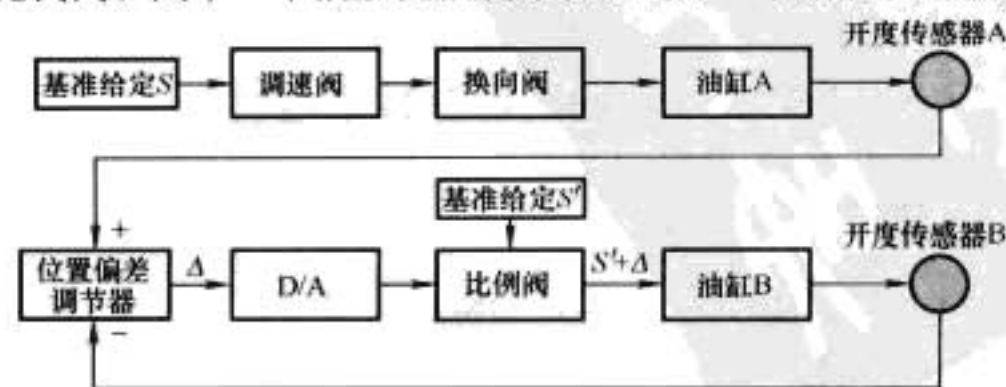


图 5.8-1 双缸同步控制液压系统结构框图

制缸。由导引缸规定启门、闭门速度，控制缸跟随导引缸同步运行。这种方案的特点是：通过对等配置，导引缸和控制缸的位置可以对换；且通过改变导引缸的速度给定，可适当调整闸门的运行速度。

(6) 船闸人字闸门同步运行控制。同一闸首的两扇人字闸门在关闭运行时，必须在接近关终位置时能顺利进入人字闸门导卡。为此，一般采用以下三种控制方式。

1) 泵控调速系统。大型船闸的人字闸门运行时，为了削减水阻力峰值，一般采用变速运行，其液压驱动采用调速控制系统，可在此调速控制系统中同时设置两扇闸门同步运行控制功能。由于只是为了让两扇人字闸门顺利进入人字闸门导卡，同步运行控制精度要求不太高，液压驱动系统一般可采用泵控系统，即直接控制油泵的输出流量来调节油缸的运行速度。具体的控制方式为：同一闸首的两扇人字闸门液压驱动油泵均采用变量泵，控制油泵一方面根据控制系统设定的速度曲线调节输出流量，达到闸门各自变速运行；另一方面根据两扇人字闸门的开度信号差值在较小范围内调节输出流量，达到两扇闸门同步运行。泵控系统是一个闭环控制调节系统。

2) 阀控调速系统。人字闸门的液压驱动采用阀控系统，具体的控制方式为：同一闸首的两扇人字闸门液压系统均采用比例阀，一方面控制系统根据设定的速度曲线控制比例阀的开度以调节液压系统的输出流量，达到闸门各自变速运行；另一方面控制系统根据两扇人字闸门的开度信号差值来控制比例阀的开度，在较小范围内调节液压系统的输出流量，达到两扇闸门同步运行。阀控系统也是一个闭环控制调节系统，控制精度较高。

3) 等待同步方式。若闸门无变速运行要求，其液压驱动则采用恒速控制系统，同时可采用等待同步方式使闸门顺利进入人字闸门导卡。具体的控制方式为：同一闸首两扇闸门的液压驱动均采用恒速控制系统，并设置同步等待位。同一闸首的两扇人字闸门在关闭运行时，当运行较快的一扇人字闸门先到达同步等待位时便停止运行，待运行较慢的一扇人字闸门也到达同步等待位时再同时运行进入人字闸门导卡，使两扇人字闸门同时到达关终位。

(7) 泄水闸门和快速闸门下滑自动复位运行控制。当闸门处于任意开度时，因油缸内、外泄漏会造成闸门下滑，若下滑量较大会影响闸孔的正常泄水甚至造成事故发生。控制系统应能在闸门下滑量达到规定的数值时，自动将闸门提升至下滑前的开度。

3.1.3.3 闸门运行检测与信号显示

现地控制站一般设置控制设备电源显示、控制方式显示、油泵电动机及阀组运行显示、油缸行程及闸门开度检测与数字显示、双油缸行程偏差检测与数字显示和闸门运行故障信号显示。

船闸现地控制站还应设置：输水阀门开度检测与数字显示，人字闸门、输水阀门开终、关终位置检测与显示，人字闸门合拢位置检测与显示，上、下闸首工作门的上下游侧水位测量与数字显示。

3.1.3.4 闸门运行保护

现地控制站应设置电源短路保护，电源断相保护，油泵电动机过载保护，油路过压、失压保护，油箱油位、油温超限保护，滤油器堵塞保护，闸门极限限位保护和控制系统自诊断报警及保护。

船闸现地控制站还应设置上、下闸首人字闸门之间，输水阀门之间，人字闸门与输水阀门之间的连锁保护，人字闸

门前后未平压开启保护（当正向水位差超过允许值时不能开启），输水阀门开终、关终极限限位保护，人字闸门合拢位置保护和闸室超灌、超泄的开门保护等。

3.2 固定卷扬式启闭机及四连杆启闭机的电气传动与控制

3.2.1 传统的电气传动与控制

固定卷扬式启闭机的结构比较简单，只有起升机构。如无特殊要求，都采用交流异步电动机驱动。如果闸门的规模较小，提升功率小于 30kW，驱动电动机一般采用起重运输型的笼型异步电动机。当没有调速的要求时，可全压或降压启动，降压启动的方法有：采用定子串电阻、定子串饱和电抗器等；提升功率大的（>30kW），需选用绕线转子异步电动机，一般采用转子串接电阻或频敏变阻器的方式启、制动。当需要改变速度时，亦可通过切换转子电阻实现变速运行。但是，这种变速是阶跃式的，不能做到平滑调速。需要平滑调速的，则采用定子串接饱和电抗器或采用串级调速，但调速范围小，精度也不高。闸门的启、闭运行操作控制一般采用继电—接触器组成的电控装置。

3.2.2 现代的电气传动与控制

近一二十年来，随着电力电子和微电子技术的飞速发展，出现了崭新的电气传动控制理论及其技术装置，这些新型技术装置的主要特点是：可以实现十分平缓的启制动，减小机械和电流冲击，有利于节省投资和充分利用设备寿命；可以实现高精度、大范围的平滑无级调速和准确的位置控制；可以实现多点驱动的、精确的电气同步和比例协调运行控制。这些传动装置有：①由晶闸管构成的软启动器，它可用于笼型异步电动机的启制动，可对电动机的启动转矩进行适当的调节，在保证有足够的启动力矩的前提下，降低电动机的启动电流；②由晶闸管组成的定子调压调速装置；③由矢量控制和直接转矩控制理论构架的、由晶闸管或新型电力电子器件 IGBT 组成的各类交流变频调速装置等。②、③两类具有十分优良的平滑调速性能，尤其是后者，可有 $U/f=C$ 控制、带编码器的速度反馈控制等多种型式，调速范围 D 大于 100，稳速精度可达 0.005%，可根据不同的要求进行选择。

常用于闸门启闭驱动的交流电气传动技术方案列于表 5.8-1。

表 5.8-1 常用于闸门启闭驱动的交流电气传动技术方案表

序号	电气传动技术方案	基本装置	应用
1	直接正反 转启、 制动	继电—接触器控制	不调速
		转子软启动器	盐水电阻，不调速
		定子软启动器	晶闸管，不调速
2	变极调速	改变电动机极数	有级调速
		双电动机组合	行星连轴器或行星减速机
3	变转差率	改变转子外串电阻	有级调速
		滑差电动机传动	小范围无级调速
		晶闸管串级调速	小范围无级调速
		定子调压	饱和电抗器，小范围无级调速
			晶闸管，小范围无级调速
		合成特性	双电动机（电动与直流能耗）
			涡流制动器
			液压推杆

续表

序号	电气传动技术方案	基本装置	应用
4	变频调速	直流能耗制动低速下降	频率为零
		低频电源	
		矢量控制	大范围高精度无级调速
		直接转矩控制	大范围高精度无级调速

上述的电气传动控制技术和装置，同样适用于桥、门机中起升机构的驱动。

3.2.3 闸门的控制技术与装置

各种不同规格和类型的 PLC 和微型计算机 (PC) 的出现，使得闸门的启闭操作控制变得非常灵活、方便。除了可由 PLC 组成单机控制站外，还可通过各类通信网络和不同的网络介质和协议，由 PLC 或 PLC 与 PC 机联合组成多扇闸门的群控系统，以及规模更大的、分层设置的集散型监控系统。

现代常用的闸门控制技术与装置如表 5.8-2 所示，可根据工程的具体情况和要求选用。

表 5.8-2 常用的闸门控制技术装置应用表

类号	现地控制	集中控制	应用场所
1	RLC (继电逻辑控制)	无	闸门数少、要求不高
2	RLC	RLC	
3	RLC	RLC+PLC	闸门较少、要求稍高
4	RLC	PLC (可编程序控制器)	
5	PLC/PLC-R I/O	PLC	闸门稍多、要求较高
6	PLC	IPC (工业计算机)	
7	PLC	双 PLC/双 IPC	闸门较多、要求较高
8	双 PLC	双 PLC/双 IPC	闸门数多、比较重要
9	双 PLC	双 PLC+双 IPC	闸门数多、十分重要

3.2.4 常用闸门现地控制站的结构及设备配置

泄水闸门和快速闸门一般一扇闸门配置一台固定卷扬机。泄水闸门的固定卷扬机分单吊点和双吊点，快速闸门的固定卷扬机一般为单吊点。

船闸闸门、阀门的启闭机有多种型式，大型船闸的人字闸门（或三角闸门）有的还采用扇形齿轮四连杆式启闭机。同一闸首同一侧的闸门和阀门控制共设置一个现地控制站。

固定卷扬机现地控制站一般由驱动电动机动力主回路部分、控制电路部分及检测装置组成。按配置的主要控制器件的不同，同样可分为 PLC 控制站、继电器电路控制站两类。两类现地控制站的结构及设备配置分别与液压启闭机两类现地控制站的基本相同。

3.2.5 常用闸门现地控制站的功能设置

闸门控制系统的设计应依据具体的闸门运行要求和机械设备配置进行。现地控制站一般应设置以下功能：

3.2.5.1 操作控制方式的设置

现地控制站一般设有三种控制方式：集中控制、现地控制、现地检修调试控制。每次操作只能使用一种方式。三种

控制方式可在现地控制站进行互锁及操作切换。

(1) 集中控制方式：接收集控站的运行指令及预置开度，并自动判别运行方向，使闸门运行到达预置开度。设置集中控制设备的原则与液压启闭机现地控制站的相同。

(2) 现地控制方式：能通过现地控制站设置的功能按钮、开关进行现地操作，完成闸门在任意开度的启门或闭门操作。

(3) 现地检修调试控制方式：能通过现地控制站设置的功能按钮、开关进行现地操作，完成设备安装或检修后的调试。

3.2.5.2 闸门运行控制功能

(1) 闸门启闭控制的基本功能：正常开/停机控制；不同方式的启、制动控制；调速运行控制；闸门任意开度启闭控制；闸门到达全开位/全关位准确的自动停机控制；故障紧急停机控制；现地设备工作状态显示和故障报警显示；通过集控系统网络接受集中监控站的控制命令并上送现地设备运行信号等。

(2) 船闸闸门控制站的特殊功能：工作闸门、输水阀门单、双边点动与联动控制；输水廊道阀门单、双边输水控制；每个闸首的工作闸门、输水阀门之间，上、下闸首的工作闸门、输水阀门之间的闭锁控制；闸门变速运行控制；输水阀门无条件关阀控制；具有避免产生过量的闸室超灌、超泄的保护控制；船舶进出闸室的通航信号控制；开/关闸门时启动前的预告警铃控制。

(3) 双吊点泄水闸门同步运行控制功能：对于双吊点泄水闸门，一般采用机械同步轴进行双吊点运行同步。但对于吊点间距较大的闸门，卷扬机一般不设置机械同步轴，为了避免经常出现由于两个吊点行程相差较大而影响闸门的正常运行的情况，应同时采取以下措施：①使同一扇闸门两台启闭机驱动电动机的机械特性差尽可能小，即选用同一批次制造出来的电动机。②控制系统应具有单吊点点动调平功能。③采用具有调速及同步控制的电气传动系统。

(4) 船闸人字闸门同步运行控制：控制系统设置同步等待位，同一闸首的两扇人字闸门在关闭运行时，应先到达同步等待位，使同步等待位误差满足要求（两扇人字闸门运行速度要基本相同），在接近关终位置时顺利进入人字闸门导卡，并准确地在规定关终位置上停止。在此位置上两扇门叶斜接柱处应留有一定的间隙，此间隙在充泄水过程中在水头作用下合拢。

3.2.5.3 现地控制站运行检测与显示

(1) 闸门现地控制站一般设置控制设备电源显示、控制方式显示、驱动电动机运行显示、闸门开度检测与数字显示和闸门运行故障信号显示等。

(2) 船闸现地控制站还应设置输水阀门开度检测与数字显示，人字闸门、输水阀门开终、关终位置检测与显示，人字闸门合拢位置检测与显示和上、下闸首工作闸门的上下游侧水位测量与数字显示等。

3.2.5.4 保护功能

闸门现地控制站应设置电源短路保护，电源断相保护，电动机过流、过载保护，闸门极限限位保护和控制系统自诊断报警及保护等。

船闸闸门现地控制站还应设置上、下闸首工作闸门之间，输水阀门之间，工作闸门与输水阀门之间的连锁保护；人字闸门前后未平压开启保护（当正向水位差超过允许值时不能开启），输水阀门开终、关终极限限位保护，人字闸门合拢位置保护和闸室超灌、超泄的开门保护。

3.3 门桥机电传动与控制

3.3.1 门桥机的电气传动

门、桥式启闭机通常有几种机构：起升机构、运行机构、旋转机构等。

3.3.1.1 起升机构

起升机构包括主起升机构、副起升机构和回转起升机构，它的负载是典型的位能负载。上升时的主要负载是重力、摩擦阻力和惯性力等，电动机工作在电动状态。下降时多是动力负载，电动机一般工作在发电制动状态。因此，要求电气传动系统能在其机械特性的四个象限内稳定运行。

对于中、小型的门、桥机，如水电站的尾水门机，起升机构的容量较小，调速要求不是很高，一般采用传统的电气传动装置。对于大型的门、桥机，电动机容量一般较大，特别是有一定的调速要求时，就必须选用具有调速功能的电气传动装置。

大型的门、桥机的起升机构常设有两个吊点，也常由多台电动机驱动。当由多台电动机驱动时，就需要在各套电气传动系统之间附加“转矩同步”环节，对电动机的负荷进行均衡调节，使多台电动机的出力均衡。当设有两个吊点且每个吊点均由一台以上的电动机驱动时，就有同步运行的要求，需选用“机械同步”或“电气同步”驱动。当选用“机械同步”驱动时，也需要解决多电动机驱动的“出力均衡”问题。如果选用“电气同步”驱动，则需要多套电气传动系统中，附加“速度同步”或“位置同步”控制环节，使两个吊点在任何时刻都在同一的高程（度）上运行，保持闸门水平升降，不致在门槽中卡死。

“机械同步出力均衡”与“电气同步”传动系统的结构型式很多，主要有两种：①通过电气传动装置自身的软、硬件功能模块来组建；②通过附加专用控制器或 PLC 来组建。

大型门、桥机的起升机构，对其电气传动系统除了提出同步控制和多电动机出力均衡的要求外，还要求重载（带有闸门）时采用低速（等于或低于额定速度）、恒转矩运行，轻载（只带自动挂钩梁不带闸门）时采用高速（2 倍额定速度）、恒功率运行，省去复杂的机械变速装置。交流变频调速和直流调速系统均具有恒转矩和恒功率调速功能。由于直流传动系统日常维护工作量较大，交流变频调速系统是满足这几个要求的最佳选择。

近年来电气传动系统采用微机数字控制的技术已十分成熟，速度控制已达到很高的精度。如交流变频调速矢量控制系统，不带速度反馈的调速静态误差 $< 2.5\%$ ，带有速度反馈的调速精度高达 0.001% 。这样，如同步精度要求不高或行程较短的，可以采用较为简单的速度主—从控制系统，即两套传动装置一主—从，从动装置以主动装置的速度为自己的速度给定值，跟随主动装置运行，或更为简单的多套传动装置同时跟随给定信号（速度或行程）运行。

变频装置的功率部分由整流/回馈单元—中间直流回路—逆变单元组成。此外，主回路还需根据不同情况配置下列主要辅件。

网侧有：网侧开关熔断器、网侧进线电抗器、用于整流/回馈单元的自耦变压器（当功率器件为晶闸管时）、无线电干扰抑制滤波器（EMC）等。

中间回路元件有：直流母线、电容器、熔断器或带半导体保护熔断器的隔离开关或带预充电电阻的接触器、隔离开关以及自振荡二极管等。

接入中间回路的还可能有制动单元和制动电阻。如减速

制动采用能耗方式，当制动减速时，需要加入制动单元和制动电阻。当采用电能回馈方式时，则可不设该单元，但在网侧应配置回馈单元。为提高可靠性和故障停车的平稳性，亦可考虑两者合用。正常时由回馈单元实现发电制动运行和减速制动停车，当回馈单元在运行中发生故障时，则可由制动单元制动减速停车。

在某些产品的直流母线上，还配置有“过电流保护单元”，以防逆变失败颠覆、损坏设备。

当采用晶闸管构成的整流/回馈单元时，为实现回馈制动需要增设自耦变压器，以提高加在逆变桥上的电压。

负载侧元件有：电缆屏蔽连接适配器，输出滤波电抗器（用于补偿在长导线时的电容电流，输出滤波电抗器的设置应视传动装置至电动机的距离而定，当电缆并联时还应加上并联电缆的长度），限制电压滤波器（用以限制 dV/dt 值，是否设置应视传动装置的电压等级和电线长度决定），正弦波滤波器（可使电动机获得近似正弦电压和正弦电流），以及输出接触器等。

变频调速系统的调节、控制部分，视各种传动装置产品采用的控制原理的不同而有不同的结构型式，如矢量控制、直接转矩控制等，具体可参阅产品介绍。

值得着重提出的是，变频装置的功率元件推陈出新，已经历数代产品，目前较新的产品有绝缘栅型双极性晶体管 IGBT，由其构成的整流/回馈单元和逆变器，可以得到近乎完美的正弦波电压和电流；更新的功率元件则有称为集成门极换流晶闸管的 IGCT，但目前在市场上尚未见到成品装置。成熟的交流变频调速装置一般具有下述性能和功能：

可靠性高：平均无故障时间 $MTBF > 20000h$ ，平均维修时间 $MTTR \leq 0.5h$ ，命令—应答时间 $t < 2s$ ，可利用率 $> 99.9\%$ ；

适应性强：可适用于典型的位势负载，适应负载的重—轻—过零变化，四象限内运行，经适当的匹配组合，可实现多机传动的同步运行、出力均衡控制等。

动静特性好：稳速精度高，调速范围宽，对阶跃给定信号响应的调节时间短，超调量小，动态速降小，恢复时间短。

主要功能有：具有电流环、速度环和位置环的 PID 调节并可任意组合；可抑制扭振的发生；可进行防机构谐振的窗口控制；具有专用的提升控制软件；可自动预测电动机参数，实现自适应控制；可作转差补偿控制；可实现能量回馈、能耗制动及其间的手动/自动转换；多套传动装置间可通过通信网络进行信息互传；可实现多套传动装置间的“电气同步”传动运行控制；可实现多电动机同轴传动的“机械同步”出力均衡控制；具有完善的检测显示和保护功能，如内部故障、 I^2t 、超速、失速、欠压、瞬时掉电、直流过压、过电流、短路、过热（温升）、电动机堵转、欠载等。

3.3.1.2 运行机构

运行机构包括主小车运行、大车运行和回转运行等机构，运行机构的负载主要是摩擦阻力和惯性力。电动机需在正、反两个旋转方向上做电动运行，减速时做发电制动运行。

(1) 主小车运行机构驱动功率较小，一般采用单电动机传动，少有双机传动。行程短、运行速度不高、基本不需要调速的主小车运行机构，可采用传统的电气传动系统。笼型异步电动机采用全电压直接启、制动，当采用绕线转子电动机时，可采用转子串接电阻的方法启、制动或调速。

(2) 回转机构一般用于清污和维修其他设备，对电气传

动系统的要求不高，回转运行机构的电气传动，基本与主小车运行机构相同。但是，当为了使在不同半径的圆弧上更加协调地运行时，有可能要采用协调控制，这时就应采用可调速的电气传动装置。

(3) 大车运行机构的台车分布在门、桥机的两侧，台车驱动轮在轨道上运行，其负载主要是摩擦阻力。电动机需在正、反两个旋转方向上做电动运行，减速时做发电制动运行。

(4) 小型门、桥机两侧台车的驱动轮一般由 1 台线绕型异步电动机经减速机驱动，可在电动机的转子绕组中串接电阻进行启、制动和粗略的调速，并常接一段电阻，以利负荷均衡。

(5) 大型门、桥机的两侧各有 2 组台车，每组台车由 1 台电动机驱动。这样，大车运行机构是多电动机驱动机构，需要解决“同步传动”或“出力均衡”问题，或需要同时兼顾两者。因此，需采用具有“平滑调速”、“同步控制”和“出力均衡”等多种功能的电气传动系统。

随着交流变频调速传动装置的出现，由于其具有优异的调节性能，上述的“平滑调速”、“同步运行”和“出力均衡”等，都能得到满意的解决。

3.3.2 自动挂钩梁的电气传动与控制

采用门、桥机启闭闸门，还需要借助于能在水下工作的自动挂钩梁。自动挂钩梁的穿、退销动作是由液压机驱动的，除了设置液压站外，还要设置“对位检测”和穿、退销动作的最终位置或穿、退销过程的检测装置，才能确保其动作可靠。

目前已研制出多种可以精确检测穿、退销到位和全行程的数字检测装置，可以准确地检测到销轴的位置，使穿、退销的可靠性得到了确实的保证。这些装置有水密型的接近开关（检测是否到位）、静磁栅行程检测仪、液压自动挂钩梁耐水压全行程检测仪等。

自动挂钩梁的穿、退销液压驱动装置一般都安置在挂钩梁的顶部，需跟随挂钩梁深入水中。当需要下水的深度较小时，以往常设置“钟罩”来解决。而现代的大型水电站的闸前水位变幅很大，常会在水下数十至上百米处工作，水压力大幅增加。因此，挂钩梁的液压驱动装置必须安装在密封容器中，需要设计、采用耐高水压的高压容器，并根据最大入水深度来选择专用的、水密性能很高的电缆、电线接插

装置。

此外，为挂钩梁的穿、退销驱动装置提供电源的动力电缆，传输穿退销信号的控制、信号电缆，都应选用水下专用的并能承受一定拉力及其自重的电缆。电缆的收放装置，应使电缆的收放速度与挂钩梁的升降速度保持严格一致，以防拉断电缆。自动挂钩梁的穿退销行程测量装置见表 5.8-3。

表 5.8-3 自动挂钩梁的穿、退销行程测量装置表

序号	种类(名称、型号)	基本参数	备注
1	ZNQ8-1	$L=1.0\text{m}\pm 1\text{mm}$ ，水压 $20P$	200m
2	ZNQ9 感应开关式	定位	150m
3	ZNSY 系列电感型	定位：0.5m AC6V 50~150mA	150m
4	XGL88-5	全行程 $L=4\sim 20\text{mA}$	
5	TEMPOSONICS	$L=23\sim 4500\text{mm}$ (5μm) 格雷码	IP6T

注 P 为大气压力。

近年来出现了自动挂钩梁的专用控制系统，如 NZZK-8 型门机自动挂钩梁 PLC 自动控制系统就是其中之一。采用西门子 PLC (S7-300) 和彩色触摸屏 (TP27-10) 构成，可在水下 150m 处工作，它更有助于自动挂钩梁安全可靠地工作。

4 闸门检测技术及装置

4.1 闸门开度检测

闸门开度检测装置应依据具体的闸门型式、启闭机型式、闸门运行要求及检测装置使用环境条件进行选择。

从 20 世纪 90 年代初开始，闸门控制系统已逐步使用以轴角编码器为传感器的数字信号闸门开度检测装置。目前，用于闸门开度检测装置的传感器主要有：旋转编码器、CIMS（与活塞杆陶瓷保护层结合在一起的液压油缸行程测量装置）、磁感应型传感器。CIMS 的采用取决于液压启闭机活塞杆保护层的形式，由于此种液压启闭机价格昂贵，国内也较少使用。

常用的闸门开度检测装置技术参数见表 5.8-4。

表 5.8-4 水电站闸门控制常用检测装置技术参数表

序号	装置名称	机构特点	传感器	测量范围	分辨率	测量精度	输出信号	适用范围	备注
1	闸门开度检测装置	恒力盘簧收绳式可内置限位开关	绝对型或增量型光电编码器	6m 10m 15m 20m	1mm	$<\pm 3\text{mm}$	增量型：脉冲相位移 绝对型：SSI、PROFIBUS、CAN	平板闸门、弧形闸门、人字闸门、快速闸门、阀门	检测原理框图见图 5.8-2
2	闸门开度检测装置	窝卷盘簧收绳式	绝对型光电编码器	6m	1mm	$<\pm 3\text{mm}$	SSI	平板闸门、弧形闸门、人字闸门、快速闸门、阀门	
3	闸门开度检测装置	轴联式可内置限位开关	绝对型光电编码器	由传动机构变比确定	1mm	与卷筒加工精度和卷扬机的排绳方式有关	SSI	卷扬式启闭机操作的闸门	
4	闸门开度检测装置	压轮式	绝对型光电编码器	由传动机构变比确定	1mm	与压轮接触的油缸活塞杆或副连杆杆变形有关	SSI	液压启闭机操作的闸门	
5	闸门开度检测装置	无接触磁感应型、分直线型、长直线型、油缸内置型	绝对型	绝对型：5m； 相对型：88m	1~10mm 可选择	$\pm(1\sim 10)\text{mm}$ 可选择	SSI、RS485 4~20mA	液压启闭机操作的闸门	

续表

序号	装置名称	机构特点	传感器	测量范围	分辨率	测量精度	输出信号	适用范围	备注
6	液压油缸位移传感器	油缸内置式	绝对型编码器	8m、16m	1mm	±1mm	SSI、PROFIBUS	液压启闭机操作的闸门	
7	CIMS 闸门开度检测装置	与活塞杆陶瓷保护层结合在一起的液压油缸行程检测	增量型	液压油缸全行程	<1mm	1mm	0~10、4~20mA 反射代码、二进制代码、脉冲相位移	液压启闭机操作的闸门	

4.2 闸门位置检测

闸门位置检测一般采用接触型位置开关或感应型接近开关。

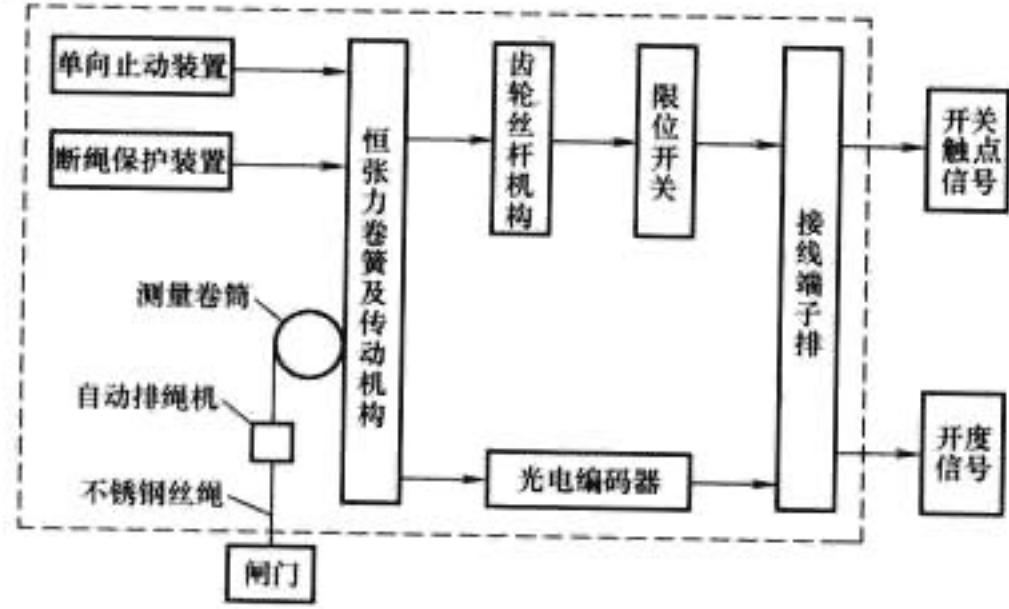


图 5.8-2 闸门开度仪工作原理框图

4.3 门、桥机检测装置

门、桥机的检测装置主要有：速度及其同步检测，行程、位置及其同步检测，防碰撞以及称重检测等几类。

4.3.1 速度及其同步检测

速度检测包括起升机构的升降速度、运行机构的运行速度以及它们的同步误差的检测。各机构的运行速度检测包括电动机的转速检测，目前常用的是增量式的旋转编码器。在各类旋转编码器中又以光电型的最为常用，其输出为电脉冲序列，送给接收、显示仪表进行信号转换，也可直接送给 PLC 或调速传动装置进行计算。经计算得出实时速度值，用作速度反馈信号，同时可在触摸屏或 PC 机的屏幕上显示。对不同的精度要求，可选用信号位数为 $2^{10} \sim 2^{16}$ 的编码器。

4.3.2 行程、位置及其同步检测

4.3.2.1 行程检测

尽管有多种不同的行程测量装置的产品可供选用，但其核心组件多是旋转编码器，当需要对行程的绝对值进行测量时，则应采用绝对型旋转编码器。它与增量型的区别有：①可选用多圈的编码器以扩大测量范围；②它有实际值的记忆功能，复电后可即刻输出实际行程（位置）值；③需要设定起始位置（零位）值；④具有符号位等。

采用旋转编码器为核心的行程测量装置，一般直接安装在驱动机构的减速机出轴、卷筒轴或电动机的轴上，由弹性联轴器连接驱动；也可安装在水工建筑物的顶部或侧墙上，由钢丝绳牵引驱动。此类行程测量装置的派生产品，在装置内、外还加装有可以精细调节位置的限位开关和机械式的位置指示器。

脉冲式的行程测量装置还有光学条码式的、电磁感应式的，如近年来研制成功的、不同工作原理的多种绝对行程测量装置，如 CCD 大行程检测仪、静磁栅闸门开度仪、格雷母线通信定位装置等。这几类行程测量装置可实现大量程、

高精度的测量，见表 5.8-5。

表 5.8-5 各类（大量程）行程测量装置表

序号	种类(名称)	型号及基本参数	备注
1	采用旋转编码器的闸门行程测量装置		IP64/65/66
1.1	钢丝绳定位传感器	GPS500E 系列 5/10/12m±5mm	
1.2	闸门开度仪	FDK-系列 6/10/15/20m±3mm	
1.3	闸门位移测量传感器	HL-A/K、JY-A/K 55m、16 位	
1.4	卷扬钢丝绳行程测量装置	GPS-MV9.9 ~ 99.99m 0.1/1.0/10mm	
2	采用光学条码的闸门行程测量装置		
2.1	CCD 大行程检测仪	DXC-1A 0 ~ 127m ±3mm	
3	采用格雷母线电缆的闸门行程测量装置		
3.1	格雷母线通信定位装置	25.6/51.2/102.4/204.8m ±10mm	
4	采用静磁栅绝对编码器的闸门行程测量装置		
4.1	静磁栅直线绝对编码器	WNA; 280mm~2000m ±1mm;	IP67/69
5	液压驱动装置行程测量装置		
5.1	液压缸行程测量装置	CIMS; $2^{13} \sim 2^{14} \pm 1$ 位	
5.2	液压缸内置式开度仪	CAP2000; $2^{12} \times 2^{14} \pm 1$ 位	
6	磁致伸缩		
6.1	磁致伸缩线性位移传感器	≤4.5m 格雷码 $2^{24} \sim 2^{25}$	
7	光学距离感应器		
7.1	DME-2000/3000 (镭射)	0.5 ~ 90/130m + 5mm/-20mm	IP65
7.2	直接反射型镭射扫描器	PLS 测量区 50m 预警区 15m 保护区 4m	IP65

近年来，一些行程测量装置的研制单位，逐步制造出与其生产的开度仪紧密配合的闸门启闭控制系统（装置）。这些装置包括单扇闸门的现场控制装置和多扇闸门的集中控制装置，可直接组成闸门群控的自动化监控系统。这些装置有：KDY 系列闸门开度控制仪、FXS 系列闸门开度、荷载测控仪等。

4.3.2.2 位置检测

位置检测装置一般是检测运转机构是否到达预定位置或防止超限（过卷）运行。以往常采用机械式的限位开关，目前多种无接触式的接近开关已获广泛应用。机械式的限位开关可以安装在现场机构运行路径的预定位置，也可以附加在行程测量装置的内部。安装在室外露天的限位开关，应选用高水密性能的产品。比较适合在露天工作的有电磁感应式和光电式的接近开关，适合在水下工作的有电磁感应式的接近开关。常用位置检测装置见表 5.8-6。

表 5.8-6 位置检测装置表

序号	种类/名称/型号	基本参数	备注
1	机械式		
1.1	OMRON; WLM 系列	寿命 3000 万次	IP67
1.2	TURCK; Kubler		
2	无接触式接近开关		
2.1	SENSICK 光电开关 S、W 系列	0 ~ 200/300mm, 0~20/60m	

4.3.3 承重检测

为了防止起升机构过载运行，一般都在每个承重机构的机座处装设称重传感器，用于监测驱动（悬挂）点的承载重量。当承载重量接近设计额定值（90%额定值）时，发出预报信号。当承载重量达到 110%的设计额定值时，发出警报信号，并立即自动地发令，使电气传动系统先做电气快速制动，然后进行机械（制动器）制动，或立即切断驱动电源、紧急停机。常用的承重检测装置（俗称电子秤）有 PR6201/54 型等。

4.4 水位/水位差测量装置

各类闸门的启闭操作均与其上下游的水位密切相关，如水闸前的事故检修闸门和船闸的横拉闸门、人字闸门等需要“平压”开门；可以局部开启的闸门，也需要根据上游水位和水库调度的要求来确定其开度。因此，水位及水位差（水头）的测量对闸门的启闭是十分重要的。

各种液位测量装置十分繁多，不同的使用场合对水位测量装置的技术要求也不尽相同。以往广泛采用的浮子式水位测量装置，用于水位变化缓慢的大中型水库的水位测量十分理想，但是对于水位变化较快的大型、高水头船闸闸室的水位测量却无能为力，需要改用压力式的水位测量装置。所以，应根据不同使用场合和具体的技术要求，选用合适的水位测量装置。水位差（水头）的测量除了直接测量法外，多采用分别测量上下游水位然后求其差值的方法。

此外，对大变幅的水位测量，为了提高测量的准确度，可采用分段接力测量法。例如，选用 3 个测量范围为 11m、精度为±1cm 的投入（直接）式压力水位计来测量 30m 的水位变幅，可得到测量范围 30m、精度为±1cm 的效果。

为此，一个较为经济的办法是：采用吹气式水位计，通过电磁阀改接测量气管来进行分段接力测量。

常用的水位及水位差测量装置详见表 5.8-7。

表 5.8-7 水位及水位差的测量装置表

序号	种类/名称/型号	基本参数	备注
1	浮子式		
1.1	细井遥测水位计/WFH-2	40m±2cm 格雷码	
1.2	数传水位计/SS-3	0~100m±2cm BCD 码	
1.3	数字式水位计/SSC-4-40	40m±3cm 格雷码	
1.4	水位自动采集仪/JS-Z	99.99m±1cm	
1.5	水位自动测控系统/ SMZ-4095	0~40m±1cm 格雷码	
1.6	浮筒式水位计/WM-250S	50m 0.05% ASC II 码	
2	静压式		
2.1	智能水位测量系统/MP1	200m ± 0.1% 4~20mA	

续表

序号	种类/名称/型号	基本参数	备注
2.2	水位变送器/MPSDI	200m±0.05% 4~20mA	
2.3	静压式液位变送器 /BP2881	210m±0.1% 4~20mA	
2.4	水压数位水位计/ WM-240S	50m±0.1% ASC II 码	
2.5	压力式水位测量/ WL300-GL300	45m±0.2% 4~20mA	
2.6	水位测量系统/WL14	45m±0.2% 4~20mA	
2.7	智能式液位变送器 /ASL800	160m±0.1% 4~20mA	
2.8	压力探头式水位测量系统/ PDCR-RRDL	60m±0.1%	
2.9	潜入式水深测量系统 /8WD060	60/270m±0.02% RS232	
2.10	水位测量系统/PS-2-100G	60m±0.02% RS232	
2.11	高精度水位变送器/270	70m±0.05% 0~5V	
2.12	高精度压力水位计/ FLUID GAGE	100m±0.025%	
2.13	高精度水位计/W2Q	0~20/275m±0.015% BCD 码	
2.14	压力式水位计/DP50M	0~50m±1cm	
2.15	压力式水位计/LPN-8/1	60m±0.2% BCD 码	
2.16	气泡式水位计/OMEGA	40m±1cm 4~20mA	
2.17	智能吹气式水位计/IPS	0~60m±0.2% 4~20mA	
2.18	投入式液位变送器	0 ~ — 350m ± 0.1 ~ 0.3%FS	
2.19	PS-2 系列水位传感器	0~140m±0.02%	
3	超声波式		
3.1	超声波液位计/Echomax	0.3~60m±6mm	
3.2	超声波水位计/ HW-1000R40	40m±0.5%	
3.3	超声波自记水位计/CCS-I	45m	
3.4	超声波水位计/ILM232	60m±1%	
3.5	超声波非接触智能仪/VE- GA-87	60m±0.1%	
4	感应式		
4.1	数字水位传感器/MFC-2	水位测试仪	
4.2	感应式数字液位传感器	1~40m±1cm	
5	光电式		
5.1	激光液位测量仪/JGSWJ	H = 0.2 ~ 65/100/ 300m±3mm	
5.2	光电测距仪/DIOR3002	250m±10mm	
6	水平检测		
6.1	水平度检测装置/SPQ-1		

4.5 检测信号的处理和使用

检测装置测得的闸门开度、位置或水位值送 PLC 处理或由检测装置配套的专用仪表进行处理,生成控制系统所需的控制信号和显示信号。

5 闸门监控技术及装置

5.1 集中控制设备设置的原则

一般闸门集中控制设备按闸门的功用分系统设置。针对某个具体的水电站工程,其闸门集中控制设备的设置应依据以下几点。

5.1.1 泄水闸门

水电站大坝设置的泄水闸门较多,或大坝设置的泄水闸门虽不多,但要求进行集中的运行控制、监视和管理;根据水工要求闸门须按一定的顺序开启或关闭;根据防汛或通航梯级调度要求闸门开启的数量和各闸门的开度须按一定的规定自动控制。有上述特点之一者,就应设置集中控制设备。

5.1.2 进水口快速闸门

进水口快速闸门现地控制设备一般通过网络通信方式和/或硬接线方式与机组现地控制单元连接,接受电站计算机监控系统的远程控制指令,其集中控制设备就是电站计算机监控设备。

5.1.3 船闸闸门

船闸运行靠上、下闸首各闸门、阀门之间的协调控制和有机闭锁,船闸闸门控制必须设置集中控制设备。

5.1.4 现地控制站

构成集控系统的现地控制站一般应为以 PLC 作主控制器的控制站或类似的控制装置。

5.2 监控系统网络结构

泄水闸门、船闸闸门的监控系统常采用计算机监控系统,一般采用集中—现地两层分布式结构,即系统分为集中控制级和现地控制级两层。监控系统功能由两级控制站共同完成。

泄水闸门集中控制级和现地控制级之间的连接网络一般采用单总线网。对于闸门较多且控制要求特别高的系统,可采用双总线网或单环网。

船闸闸门集中控制级一般设置一层网络,采用单总线网。集中控制级和现地控制级之间的连接网络一般采用双总线网、单环网或双环网。

5.3 集中控制功能

5.3.1 泄水闸门集中控制功能

泄水闸门集中控制系统一般应具有以下功能:

5.3.1.1 集中控制功能

按水库调度要求对闸门进行开度预置;按水工要求对闸门进行编组和选孔,并进行成组控制和群控;任意单孔闸门远方控制;故障紧急停机控制。

5.3.1.2 集中监视功能

闸门开度实时动态画面显示;启闭机运行实时监视画面显示;现地控制设备运行实时监视画面显示;系统故障音响报警及报警信息显示。

5.3.1.3 数据采集与处理

应能采集并处理以下数据信号:闸门开度与开、关终位置信号;所有现地设备运行方式及运行状态信号;现地故障

报警信号。

5.3.1.4 闸门运行管理

实时数据库与历史数据库管理;闸门运行数据自动记录,运行报表与故障报表的生成、显示、打印;操作员操作过程记录。

5.3.1.5 闸门模拟控制

对闸门进行监控模拟,用于程序调试与仿真及操作培训。

5.3.2 船闸闸门集中控制功能

船闸的集中控制系统一般应具有以下功能:

5.3.2.1 集中控制功能

向现地控制设备发送上、下游进闸信号,上、下游出闸信号;自动监控完成船舶过闸的上(下)行程序规定的过程控制及通航指挥;输水阀门单边输水、双边输水运行控制;手动完成关闸、关阀,开闸、开阀,停机、紧急停机控制;系统严重故障时的自动紧急停机控制。

5.3.2.2 集中监视功能

上、下游及闸室水位显示和水位差显示;运行方式显示;闸阀门开/关状态、闸阀门开度显示;通航信号显示;可动态显示工艺流程图、船舶过闸整体图、俯视图、剖视图和局部图等;系统故障音响报警及报警信息显示。

5.3.2.3 数据采集与处理

应能采集并处理以下数据信号:闸、阀门开、关终位置与开度信号;人字闸门合拢信号;上、下游及闸室水位信号;所有现地设备运行方式及运行状态信号;现地故障报警信号。

5.3.2.4 闸门运行管理

实时数据库与历史数据库管理;闸门运行数据自动记录,运行报表与故障报表的生成、显示、打印;操作员操作过程记录。

5.3.2.5 报警及保护功能

人字闸门前后未平压开启保护;防止多项机构同时工作的“多一”保护;超灌超泄保护开门控制;闸门关闭末期中夹有杂物时的(合拢失败)保护控制;误操作闭锁保护;控制系统自诊断报警及保护。

5.3.2.6 模拟控制

对闸、阀门进行监控模拟,对运行流程进行仿真,用于程序调试与仿真及操作培训。

5.4 集中控制设备配置

5.4.1 泄水闸门集中控制设备配置

5.4.1.1 硬件配置

集中控制设备一般配置集控主机、打印机、不间断电源(UPS)、网络设备、集中控制台等,其数量可视实际需要确定。

集控主机一般采用抗电磁干扰、电压波动和抗振动能力较强,能适应较恶劣环境的工业计算机。如设置2台集控主机,则作冗余配置互为热备。网络类型:一般采用工业控制网络,通信速率:不小于10Mbit/s。

不间断电源(UPS)装置的容量按实际负荷的1.5倍确定,UPS的电池工作时间不小于0.5h。

5.4.1.2 软件配置

(1) 系统支持软件包括:计算机组态和编程软件,网络编程软件,系统自诊断及报警软件,数据库开发软件等。

(2) 应用软件包括:闸门实时监控软件,实时数据采集及处理软件,数据库管理软件,各控制站间的通信软件,仿

真调试软件等。

5.4.2 船闸闸门集中控制设备配置

5.4.2.1 硬件配置

集中控制设备一般配置:操作员工作站、网络服务器、工程师站、多媒体信号处理站、打印机、不间断电源(UPS)、网络设备、集中控制台和控制柜等,其数量可视实际需要确定。

操作员工作站对现地控制站进行监控和管理,使船舶过闸过程按预先编制的程序自动进行。如配置2台工作站,则作冗余配置互为热备。

网络服务器主要承担集中控制网络管理、数据库管理和对外通信。

工程师站主要承担系统程序的维护、登录管理和数据存档,以及运行培训工作。

多媒体信号处理站主要承担工业电视图像和广播指挥信号的处理,监视船舶过闸的现场实际情景;宣传船舶过闸知识和注意事项,指挥驾驶员驾驶船舶顺利过闸。

操作员工作站、工程师站与现地控制站 PLC 之间的连接网络一般采用工业控制网络,通信速率不小于 10Mbit/s。网络服务器、多媒体信号处理站与操作员工作站和工程师站之间的连接网络一般采用以太网,通信速率 100Mbit/s。

操作员工作站、网络服务器、工程师站、多媒体信号处理站一般均采用抗电磁干扰、电压波动和抗振动能力较强,能适应较恶劣环境的工业计算机。

集中控制站的操作控制电源一般配置2台在线式UPS,2台同时工作,互为备用。电源装置的容量按每台电源承担全部实际负荷的1.5倍确定,UPS的电池工作时间不小于0.5h。

5.4.2.2 软件配置

(1) 系统支持软件包括计算机组态和编程软件、网络编程软件、系统自诊断及报警软件、数据库开发软件等。

(2) 应用软件包括:船闸整体运行控制软件,闸、阀门实时监控软件,实时数据采集及处理软件,数据库管理软件,各控制站间的通信软件,仿真调试软件等。

6 水电站闸门控制自动化系统实例

6.1 泄水闸的电气传动与控制实例

泄水闸工作闸门的型式有平面闸门和弧型闸门,它们可由螺杆式启闭机、固定式卷扬启闭机、台车式卷扬启闭机以及液压式启闭机操纵。中、小型闸门可由单点驱动,门宽较大的采用两点“机械同步”或“电气同步”驱动。

6.1.1 泄水闸门单点(机)驱动的电气传动控制

单点(机)驱动的工作闸门,常采用螺杆式启闭机或单缸液压启闭机。例如:

(1) 新滩口排水闸共有12扇闸门,采用单点驱动的螺杆式启闭机操作,驱动电动机为笼型异步电动机。每扇闸门配置一个以PLC为核心的现地控制站,另设一个由PLC和触摸屏组成的集中控制站,采用以太网与现地控制站通信,对12扇闸门进行远方集中自动控制。

(2) 三峡水利枢纽泄水闸系单吊点的弧形闸门,共23扇。每扇闸门由一台液压启闭机驱动,四扇或三扇闸门的启闭机共由一套液压站供给压力油。驱动油缸装有内置式的开度传感器,采用以PLC为核心的现地控制站,对闸门的启闭进行现地操作控制,也可接受上层远程集中监控装置设置的任意开度指令,自动地按设定程序控制多扇闸门均衡地

启、闭运转。

6.1.2 泄水闸门两点驱动的电气传动控制

(1) 葛洲坝水利枢纽大江泄洪冲沙闸系双吊点的弧形闸门,采用2台固定式卷扬启闭机,用作“机械同步”驱动。2台驱动电动机为绕线转子异步电动机,转子串电阻启、制动,定子倒换相序实现正反转运行。为了基本均衡两台电动机的负荷,转子接入一段软化机械特性的常接电阻。在卷筒轴上安装旋转编码器,以检测闸门的开度。控制柜布置在启闭机旁,可在现地利用按钮操作,亦可接受远方集中控制命令控制闸门的启闭运行。

(2) 三峡水利枢纽排漂孔闸门系双吊点的弧形闸门,采用2台液压启闭机驱动,由1套液压泵站供给压力油。驱动油缸装有外置式的开度传感器,采用以可编程序控制器(PLC)为核心的现地控制站,实现“电—液同步”运行,自动纠偏。

6.1.3 事故检修闸门的电气传动控制

水电站的泄水闸和船闸上闸首的事故检修门,大多数采用由交流起重运输型电动机驱动、齿轮传动的固定式卷扬启闭机或桥、门式启闭机操纵。

当采用固定式卷扬启闭机时,如果闸室宽度较大,分置两侧的悬吊点的跨度亦大,中间若无法设置同步传动轴的支撑点,选用“电气同步”传动系统就比较合适。而当采用桥式起重机时,两悬吊点的间距可适当减小,则可采用“机械同步”或“电气同步”传动系统。

“机械同步”传动系统:采用机械同步传动轴将2台电动机(或机械传动装置)刚性连接,2台电动机的速度被强制一致。由于制造等方面的原因产生的机械特性误差,会使2台电动机承担的负荷大不相同,甚至可能输出相反的力矩,导致扭断同步轴、中止运转。此时,需要依靠电气传动系统,使2台电动机输出的转矩同向且近似相等,同步轴上的扭矩尽可能小。

“电气同步”传动系统的电动机各自独立运转。通过电气同步传动控制,可自动地消除由于机械特性的差异而引起的行程偏差(自动纠偏)。实现电气同步的方案有直流传动系统、交流传动系统,由于交流传动已逐步取代直流传动,下面主要介绍几种交流同步传动系统实例。

(1) 葛洲坝大江船闸的事故检修闸门系双吊点的平面钢板闸门,由分置闸首两侧提升楼的固定卷扬式启闭机电引,做垂直升降运行。两侧固定卷扬式启闭机的驱动电动机采用绕线转子异步电动机,其转子绕组作同相序对接,构成简单的交流电轴传动系统。运行时两个转子的电角度的偏差值需保持在一定的范围内,才能维持同步运行。但停机时,在制动器的作用下,转子的电角度往往产生较大偏差,下次启动时,就会产生过电流故障而不能顺利启动。为了解决“零位启动”问题,借助同期继电器(或电子同期装置),把它接在两台电动机的转子绕组之间,启动时两转子开路运行,待同期装置检测到同期后,即将两转子绕组连接起来,完成启动并实现同步运转。

(2) 三峡水利枢纽临时通航船闸的事故检修闸门启闭机,采用交流调压调速同步传动系统。该系统两台电动机分别采用可控硅调压调速装置,并分别检测、比较两台电动机(或卷筒)的转速,在其中1台电动机的速度调节器中引入速度(行程)偏差信号,调节其转速,以使2台电动机的运行速度(行程)相等。其同步运行机理与下面介绍的交流变频调速同步传动相似,可参阅图5.8-3的实线部分。

(3) 三峡水利枢纽五级船闸的事故检修闸门桥式启闭

机,采用交流变频调速传动系统。该系统备有“机械同步”与“电气同步”两种功能,虽其调速机理与(2)不同,但其同步运行控制的原理相似。当采用“机械同步”运行时,将两驱动装置用机械同步轴连接,两个电气传动系统之间接入“出力均衡”控制环节,以使两台电动机的出力均衡。

当采用“电气同步”运行时,卸下机械同步轴。两个电气传动系统根据行程偏差信号,来调整其中1台电动机的转速,以达到2个驱动点同步运行的目的。行程及其偏差信号

取自装于卷筒轴上的旋转编码器。

三峡五级船闸上游水位变幅达40m,闸门行程达75m。对于这样的超大行程,由卷筒直径加工误差、钢丝绳弹性变形误差及其直径误差等所导致的悬挂点行程偏差,用调整电动机或卷筒的转速同步是无法消除的,需要一种直接检测吊具(自动挂钩梁)水平度的装置。且该检测装置直接装于自动挂钩梁上,检测出的水平偏差信号,送给两套传动装置之一的速度调节器中,进行行程同步调节,达到挂钩梁(也就是闸门)水平升降的目的,如图5.8-3所示。

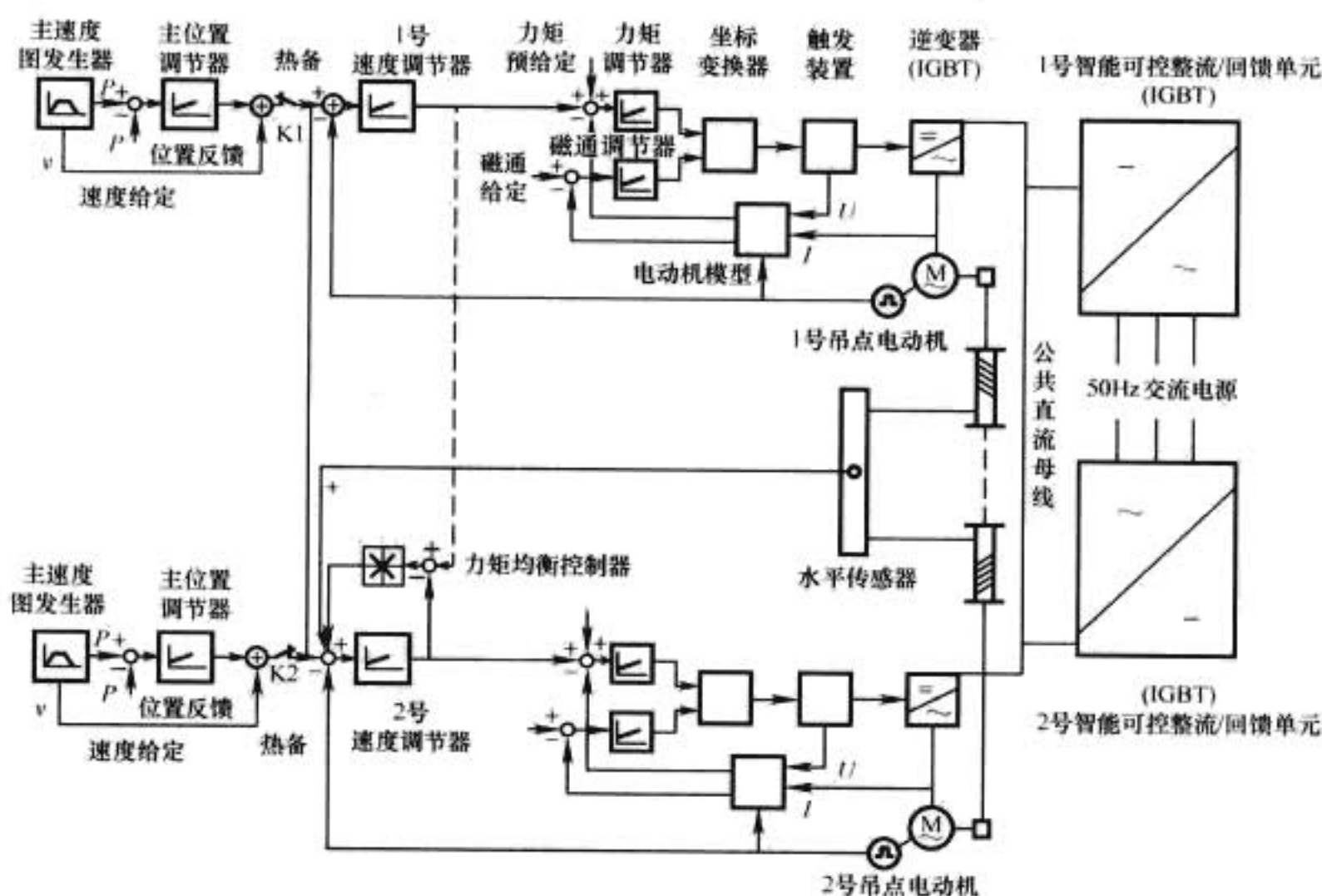


图 5.8-3 交流变频调速同步传动系统原理图

此外,交流变频调速同步传动系统与直流调速系统一样,还具有恒功率调速的功能,可以在轻载(空钩,不带闸门)时提高运行速度(通常 ≤ 2 倍),能较好地满足提高设备运行效率的需求。

(4) 三峡左岸电站和泄水坝段顶部设有三台大起重量的门式启闭机,用于操作事故检修闸门。该门机设有主、辅起升机构,主、辅小车行走机构,大车行走机构,回转起升和运行机构等。该门机的电气传动系统采用交—直—交电压型的变频调速传动装置,由公共的晶闸管整流/回馈单元和各机构的逆变器组成。其中:

1) 门机的主起升机构采用与三峡五级船闸事故检修门启闭机相同的电气传动系统,既具有“机械同步”出力均衡控制功能,也具有“电气同步”运行功能。装于挂钩梁上的水平度检测装置采用了摆角传感器。

2) 门机的大车行走机构采用开环控制的交流变频调速传动系统,具有同步控制功能。

(5) 三峡右岸电站坝段事故检修门机的电气传动系统,与左岸电站坝段事故检修门机的电气传动系统基本相同,只是整流/回馈单元的器件由晶闸管改为 IGBT,性能更为优越,可以得到近乎完美的正弦波电压和电流。

6.2 水闸监控的典型工程实例

在此介绍国内某个在建大型水电站闸门监控系统的实例。该水电站总装机容量为 $5 \times 350\text{MW}$,大坝布置有9孔泄

水闸,通航设施为一座船闸加一座升船机。该水电站各闸门控制系统正处于设备制造和安装阶段,将于2009年陆续投入运行。

6.2.1 泄水闸闸门控制系统

6.2.1.1 监控系统结构

该泄水闸闸门采用液压启闭机操作,每孔闸门配置一个液压泵站和一套双缸液压启闭机,每个液压泵站设有3台油泵。泄水闸设有一个集中监控系统(监控系统结构见图5.8-4)。每个闸门液压泵站设置一个现地控制站,9个闸门现地控制站及与大坝其他设施有关的现地控制站均通过监控网络与监控主机相连,形成大坝设施的整个监控系统。

6.2.1.2 设备配置

(1) 每个闸门现地控制站均采用1套PLC作主控制器,配置2个动力柜,1个控制柜、2套闸门开度检测装置、2套闸门位置检测装置、2个端子箱。每个现地控制站还设有1套常规继电器应急控制电路,在PLC故障时能应急开启/关闭闸门。

动力柜内装设供电回路器件、油泵电动机动力主回路器件、电动机软启动器、电动机运行保护装置等。柜面布置电压表、电流表、信号灯。

控制柜内装设PLC、辅助控制器件、UPS电源、直流稳压电源等。柜面布置转换开关、操作按钮、可视操作面板、信号灯。

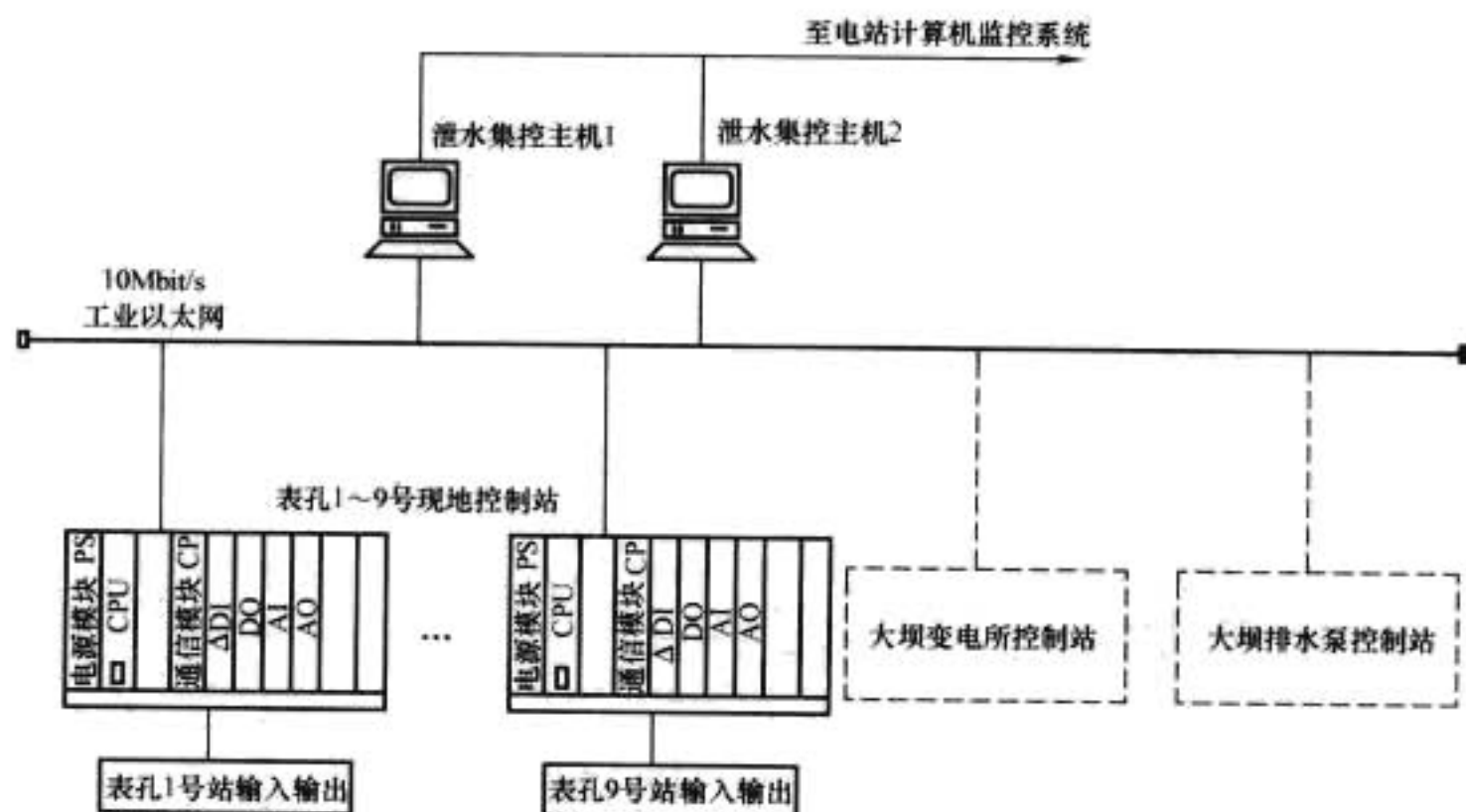


图 5.8-4 大坝泄水闸门控制系统结构图

(2) 集控设备配置 2 台监控主机、1 台打印机、1 台 UPS、1 个集中控制台。监控主机采用工业计算机，2 台监控主机互为热备。

(3) 配置 1 套网络设备，采用 10Mbit/s 工业以太网。

6.2.1.3 监控系统功能

本监控系统具有 3.1.3 和 5.3.1 节描述的泄水闸门监控系统的所有功能。同时，根据该电站的运行要求，还将本监控系统通过监控主机与电站计算机监控系统相连，可在非汛期由电站中控室运行值班人员兼管大坝泄水闸门的运行。

6.2.2 电站进水口快速闸门监控系统

6.2.2.1 监控系统结构

电站设有 5 台水轮发电机组，每台发电机组设有一扇进水口快速闸门，每扇闸门配置 1 个液压泵站和 1 台液压启闭机，每个液压泵站设有 2 台油泵。每个液压泵站设置 1 个现地控制站，每个现地控制站通过硬线连接方式和网络通信方式与对应的发电机组现地控制单元连接，通过发电机组现地控制单元接入电站计算机监控系统。

6.2.2.2 设备配置

每个现地控制站均采用 1 套 PLC 作主控器件，配置 1 个动力柜、1 个控制柜、1 套闸门开度检测装置、1 套闸门位置检测装置、2 个端子箱。5 个现地控制站共配置 1 套直流屏。

动力柜内装设供电回路器件、油泵电动机动力主回路器件、电动机运行保护装置等。柜面布置电压表、电流表、信号灯。

控制柜内装设 PLC、辅助控制器件、UPS 电源等。柜面布置转换开关、操作按钮、可视操作面板、信号灯。

6.2.2.3 监控系统功能

本监控系统具有 3.1.3 节描述的快速闸门监控系统的所有功能。

6.2.3 船闸闸门监控系统

6.2.3.1 监控系统结构

该船闸上闸首左、右侧，下闸首左、右侧各布置有 1 扇工作闸门和 1 扇输水廊道阀门，均采用液压启闭机操作。工作闸门型式为人字闸门，同一闸首同一侧的人字闸门和输水廊道阀门液压启闭机共用一个液压泵站，每个液压泵站设有

2 台油泵。设有 1 个船闸监控系统（监控系统结构见图 5.8-5）。每个闸门液压泵站设置一个现地控制站，4 个闸门现地控制站通过监控网络与监控上位机相连，形成船闸集中监控系统。

6.2.3.2 设备配置

(1) 每个闸门现地控制站的主控器件均采用 1 套 PLC + 远程 I/O，除控制本闸首本侧设备外还可控制本闸首对侧设备，同一闸首两侧的 PLC 互为热备用。对于关闭输水廊道阀门的油路电磁阀还设置了硬接线，在 PLC 故障时，能可靠关闭廊道阀门。对于每个闸首的闸、阀门之间，上、下闸首的闸、阀门之间的闭锁信号还采用了 I/O 点硬连接。

每个闸门现地控制站配置 1 个动力柜、1 个控制柜、1 套闸门开度检测装置、1 套阀门开度检测装置、1 套闸门位置检测装置、1 套阀门位置检测装置、4 个端子箱，现地还共配置有 4 套水位计、4 套通航信号灯、4 套预告警铃、4 套边界字符。

动力柜内装设供电回路器件、油泵电动机动力主回路器件、电动机运行保护装置等。柜面布置电压表、电流表、信号灯。

控制柜内装设 PLC、辅助控制器件、UPS 电源、直流稳压电源等。柜面布置转换开关、操作按钮、可视操作面板、信号灯。

(2) 集中监控层设备配置 2 台操作员工作站、1 台工程师站、1 台多媒体信号处理站、2 台调度工作站、1 台打印机、2 台 UPS 电源、1 个集中控制台、1 个控制柜等。调度工作站兼作网络服务器。2 台操作员工作站互为热备。5 个工作站均采用工业计算机。

(3) 监控系统设有监控网和信息管理网两层，配置 1 套监控网络设备和 1 套信息管理网络设备。监控网采用速率为 100Mbit/s 交换式双环以太网，信息管理网采用 100M 交换式单总线以太网。

6.2.3.3 监控系统功能

本监控系统具有 3.1.3 和 5.3.1 节描述的船闸闸门监控系统的所有功能。同时，由于该水电站的通航设施为一座船闸加一座升船机，监控系统中的 2 台调度工作站承担这两座通航建筑物的航运调度。

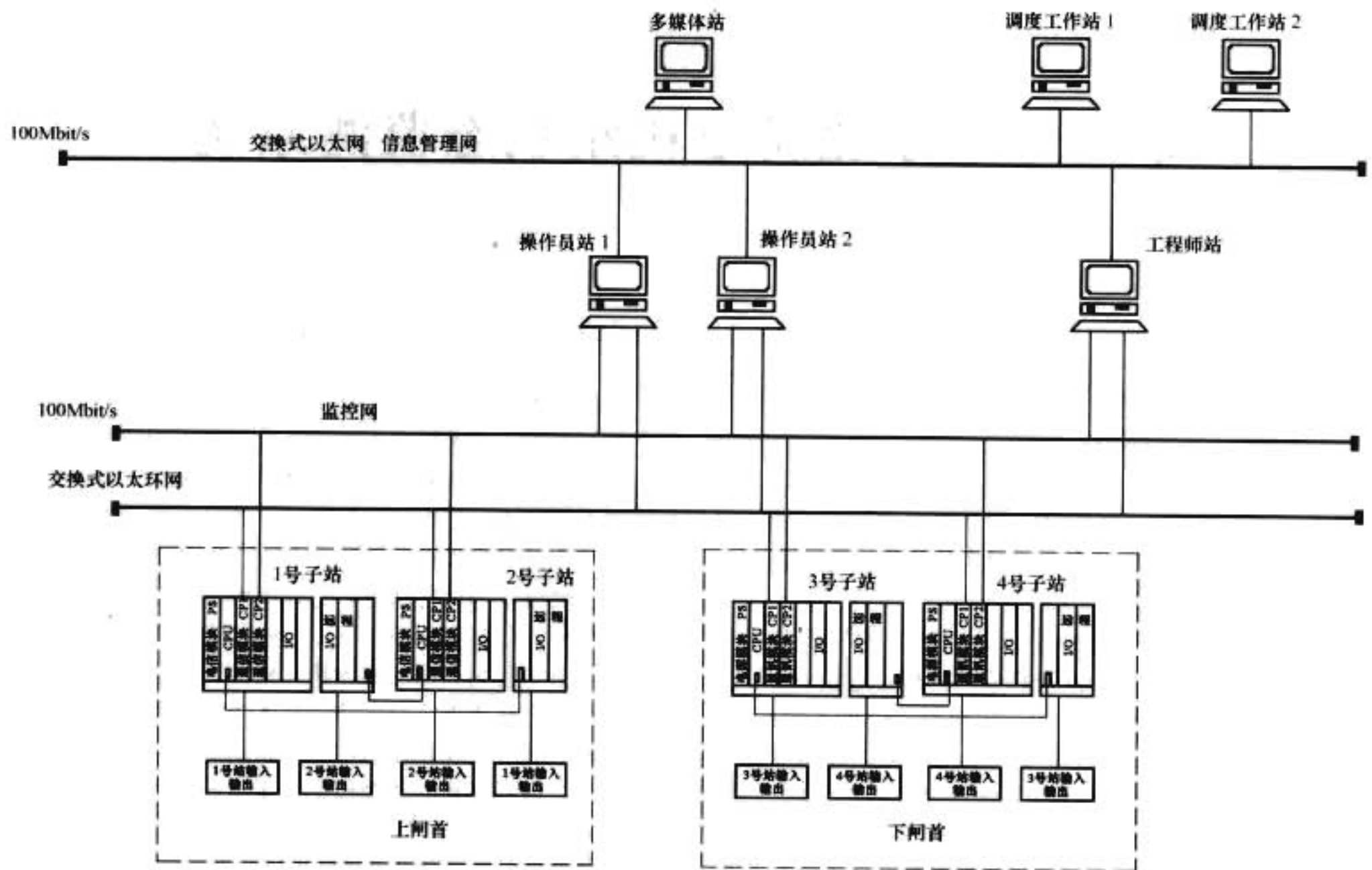


图 5.8-5 船闸控制系统结构图

第9章 水轮发电机组状态监测系统

1 概述

1.1 开展状态监测的必要性

随着我国电力体制改革的深入,水力发电事业的快速发展,水电厂生产运行检修管理方式的变革,以及水电行业数字化、信息化、网络化、自动化技术水平的提高,对水电机组实施状态监测显得越来越迫切,其必要性主要体现在以下几方面。

(1) 随着电力系统“厂网分开、竞价上网”改革的深入,提高设备的可靠性和降低维修成本将是发电企业不断追求的目标,在水电厂实施设备状态检修是必然的发展趋势。原国家电力公司于2002年颁发了《水电厂开展设备状态检修工作指导意见》,有力地推动了水电厂状态检修工作的开展。而状态检修的基础是状态监测,只有在充分掌握设备状态信息的基础上,才能科学合理地安排检修。在水电厂实施状态监测,可随时掌握和分析机组的运行状态,及时发现机组存在的隐患和缺陷,避免破坏性事故的发生,有利于指导机组运行和检修,有利于保障机组安全经济运行,是水电厂实现“无人值班、少人值守”的必要手段,也是由计划检修转为状态检修的必要技术条件。

(2) 随着我国水电开发的快速推进,一大批大中型和特大型水电站已经建成或正在建设之中。举世瞩目的长江三峡水利枢纽工程左岸电站14台700MW混流式水轮发电机组已于2005年9月全部投入运行,右岸电站12台700MW机组也于2008年底全部投产发电;龙滩、小湾、拉西瓦、溪洛渡、向家坝、锦屏等特大型常规电站,以及宝泉、惠州、白莲河等大型抽水蓄能电站正在建设中。这些大型电站的建设,对机组的安全、稳定、经济运行提出了更高的要求,对机组的运行管理和检修维护模式需要进行创新和变革。作为强有力的技术支持手段,机组状态监测系统有利于机组的安全稳定运行,有利于电厂管理模式的变革和创新。

(3) 随着华能、大唐、国电、华电和中电投五大发电集团,以及三峡、二滩、龙滩、大渡河、澜沧江、乌江、清江、黄河上游等流域性水电开发公司的成立,水电生产经营需要集约化管理,许多大型电站和流域公司建立了梯级调度中心、远程集控中心和远程诊断中心,迫切需要将机组的状态信息通过网络实时传送至远方,以满足生产管理部门和技术支持单位对机组状态进行实时在线监测和远程分析诊断的需求。通过远程监测和分析诊断,有利于实时掌握机组的运行状态,及时发现故障隐患,指导机组运行和检修维护,充分利用行业专家资源为电厂服务,实现信息和知识的共享。

(4) 从国内外投入运行的大中型机组的运行状况来看,不少机组存在严重的稳定性问题,事故也屡有发生,严重时影响机组的正常运行,威胁机组的安全和寿命,甚至给电网的安全构成威胁。所以,对机组的稳定性进行全面的监测和深入的分析显得尤为迫切。通过对机组的振动、摆度和压力脉动等稳定性参数的实时监测,可以及时掌握机组的运行特性,避免机组在不稳定区运行,降低机组的事故隐患。

(5) 随着机组容量的增大和电厂管理水平的提高,传统的监测手段已远远不能满足生产实际需求。如以往配备的单元式或模块化的振动摆度监测仪表,仅仅对机组的振动、摆度峰峰值给予监测,没有对信号进行高速采样和对数据进行完备的管理,更无法实现信号的深入分析和故障诊断,也无法满足网络化监测和信息共享的要求。再如,传统上反映机组状态的温度、压力和电气量等参数虽已配备有相应的变送器并已将信号引入计算机监控系统,但仅仅这些参数远不能全面反映机组的运行状态,监控系统也难以对机组的运行状态进行深入分析和诊断。所以,迫切需要对机组的运行状态进行完备的监测和深入的分析,建立机组状态监测系统是技术进步的必然要求。而传感器技术、计算机技术、网络通信技术的发展,以及近年来水电机组信号分析和故障诊断理论的发展,建立完整的状态监测系统在技术上已经成熟,许多电厂的实践经验表明,开展机组状态监测取得了良好的效果,已经成为行业内的普遍共识。

(6) 从近年来已经安装了机组状态监测系统的贵州东风水电厂、贵州洪家渡水电站、北京十三陵蓄能电站、三峡左岸电站、三峡右岸电站、黄河公伯峡水电站、四川紫坪铺水电站、重庆彭水水电站等水电站的实际效果来看,状态监测系统在这些电站发挥了重要的作用。这些电站的状态监测系统在及时发现故障隐患、避免破坏性事故的发生、分析和掌握机组的运行特性、指导机组运行和检修维护、辅助进行各项性能试验、提高电厂数字化和网络化水平等方面发挥了很好的作用,取得了许多开创性的成果,为进一步推广机组状态监测系统积累了成功经验。

1.2 国外发展状况

状态监测在国外开展得比较早,自20世纪80年代始,重要设备实施状态监测和状态检修的概念被普遍接受,设备监测与诊断理论的研究取得实用性成果,许多专业公司相继推出与设备状态监测相关的传感器、监测装置以及监测分析软件,并被广泛应用于电力、石化、冶金等重要工业领域。但总体上来说,国外的研究和产品主要侧重于高速旋转机械,如汽轮发电机组、压缩机组等,而对水轮发电机组状态监测的研究和产品较少;侧重于传感器和监测仪表的产品较多,而基于网络化和集成化的完整的状态监测系统较少;产品功能相对比较简单,以通用型的旋转机械振动监测仪表最多,而专门针对水轮发电机组状态监测的产品很少。

下面介绍几种典型的国外公司的在线监测产品。

(1) 美国通用电气(GE)能源集团旗下的美国Bently公司是全球著名的旋转机械振动监测仪表的供应商,其生产的振动监测产品在全世界得到广泛应用,尤其在高速旋转机械振动监测领域占有很高的市场份额。自20世纪90年代初进入中国以来,其生产的各类传感器以及3300系列监测仪表和3500系列监测仪表在汽轮发电机组、压缩机组、风机等旋转机械上得到广泛应用,其开发的振动监测分析软件(TDM、DM2000、SYSTEM1)在火电机组上也有部分应用。

但美国Bently公司针对水轮发电机组的研究较少,其

许多产品不能适应低速运行的水轮机组监测的要求,在水轮机组上应用业绩较少且应用效果不理想。在中国水电领域,仅有部分引进机组上采用了美国 Bently 公司的振动监测产品,如北京十三陵蓄能电站的 4 台 200MW 机组在建设阶段安装了该公司的 3300 系列监测装置,但将近十年来的应用效果并不理想。自 2005 年以来十三陵蓄能电厂利用机组大修机会逐步对其进行了改造,安装了国内专业公司开发的水电机组状态监测系统。近年来, Bently 公司开始推出针对水电机组状态监测的产品,如 330505 低频速度传感器、4000 系列气隙传感器,以及相应的监测仪表模块,但这些产品尚未见在中国应用。

无论是 3300 系列还是 3500 系列监测装置,都只有振动、摆度等参数峰峰值的实时监测,没有数据的存储、管理和分析的功能。虽然 Bently 公司推出了 Sysstem1 旋转机械资产管理软件平台,但该软件还是主要针对汽轮发电机组等高速旋转机械,不适用于水轮发电机组,更不具备国内水电机组状态监测领域所要求的各项深入分析诊断功能。

(2) 加拿大 Vibrosystm 公司是世界上著名的从事水电机组状态监测的专业公司,其产品涉及水电机组状态监测所用到的振动传感器、摆度传感器、气隙传感器、磁通量传感器等各类传感器及其监测仪表,还有集成化的 ZOOM 监测分析软件。Vibrosystm 公司生产的气隙传感器可靠性好,性能稳定,在水轮发电机上被广泛采用;其 ZOOM 分析软件也以发电机气隙分析的深入而见长。

Vibrosystm 公司的产品在中国水电领域有比较多的应用,其中尤其以气隙传感器应用最多,国内近年来水轮发电机上安装的气隙监测传感器绝大部分采用该公司的产品,也有部分机组采用了该公司振动摆度监测装置,还有少部分机组安装了该公司的 ZOOM 监测分析软件。三峡左岸电站 6 台 VGS 机组都配有该公司的 Vibrowatch 系统,该系统只能监测振动、摆度等参数的峰峰值,不具备数据存储、管理和分析功能;三峡左岸电站 14 台机组全部配有该公司生产的 ZOOM 气隙监测系统。上述系统在三峡左岸电站投入运行以来,由于售后服务等问题,均未能达到理想的应用效果。

(3) 瑞士 Vibrometer 公司是从事工业领域传感器和仪表生产的专业公司,其生产的涡流传感器、速度传感器、加速度传感器、高温压力传感器及其监测仪表在航空航天、石化、燃汽轮机、海上推进设备等旋转机械上有较多的应用,在中国部分火电机组和部分引进的水电机组上也有应用。Vibrometer 公司主推的 VM600 旋转机械监测保护仪表,主要应用于高速旋转机械,不太适用于水轮机组的监测,也无法满足国内对水电机组状态监测的功能要求。三峡左岸电站 8 台 ALSTOM 机组配套引进了 Vibrometer 公司生产的 VM600 旋转机械监测保护仪表,自机组投运以来一直未能正常发挥作用。自 2005 年开始,三峡电厂陆续对左岸电站 14 台机组的振动摆度监测装置进行了改造,分别由北京华科同安监控技术有限公司和华中科技大学承担。

(4) 加拿大 IRIS 公司是世界上从事发电机局部放电监测的专业公司,是局放监测技术的开创者和领先者,其生产的局部放电监测产品已在全球 6000 多台套发电机和电动机上应用。IRIS 公司以其独特的高频检测技术、自动噪声分离技术和数字信号处理技术,走在局部放电监测技术的最前沿。IRIS 公司生产的局部放电监测系列产品,可用于汽轮发电机、水轮发动机和高压电动机。其生产的 HydroTrac 和 HydroGuard 局放在线监测系统是专为监测水轮发电机局部放电而设计的,在水轮发电机上有大量的应用,近年来国

内已经有黄河公伯峡水电站、广西岩滩水电站、北京十三陵蓄能电站等数十台水轮发电机安装了 IRIS 公司的局部放电监测系统。

1.3 国内发展状况

我国对水轮发电机组状态监测技术的研究和产品开发起步较晚,但发展很快。

1986 年我国就提出水电设备状态检修问题。水电部于 1987 年 5 月下文,建议研究开发水电厂机电设备诊断技术及其应用系统,并正式提出了对机组运行设备的监测和诊断,确定机组设备维修内容和计划,实现以状态监测和诊断为主的预测维修制度的指导思想。但是由于种种原因,该项工作未能如期推进。

1996 年,电力工业部颁发了《水电厂“无人值班”(少人值守)的若干规定(试行)》(电安生[1996]484 号文),提出了“应结合电厂的实际需要采取必要的技术措施,如对机组振动摆度以及其他必要的水力参数的自动监测等”,促进了我国水电厂机组状态监测的发展。

2002 年,国家电力公司组织水电厂状态检修工作专家组编写了《水电厂开展设备状态检修工作的指导意见》,对状态检修定义、基本原则、组织机构及职责、工作重点都作了规定,并以国电发[2002]508 号文件下达全国网、省公司及全国大中型水电厂。此后,水电厂状态检修工作得到了迅速健康的发展。

进入 21 世纪后,我国的水电机组状态监测技术得到快速发展,主要体现在:

(1) 以北京华科同安监控技术有限公司为代表的从事机组状态监测技术研究和系统开发的专业公司迅速成长,北京华科同安公司开发生产的“TN8000 水电机组状态监测分析故障诊断系统”和北京奥技异电气技术研究所开发生产的“PSTA2000 水轮发电机组状态监测及跟踪分析系统”得以迅速推广,有力地推动了国内水电机组状态监测技术的进步和发展。目前,国内专业公司开发的综合性、集成化的水电机组状态监测系统已在国际上处于领先地位。

(2) 三峡左岸电站、三峡右岸电站、黄河公伯峡水电站、重庆彭水水电站、广西岩滩水电站、北京十三陵蓄能电站、贵州东风水电站等一大批大中型水电站安装了国内专业公司开发的水电机组状态监测系统,积累了大量的工程实践经验、宝贵的实测数据和故障分析案例。目前,越来越多的水电站对机组开展状态监测的必要性有了深刻的认识,对机组状态监测工作给予高度重视,许多电站已经安装或计划安装具有综合分析功能的机组状态监测系统。

(3) 水电机组状态监测领域的学术研究和学术交流空前活跃,国内有关的高等院校、科研院所、主机制造厂和状态监测设备制造商纷纷投入人力财力进行水电机组状态监测技术的研究和相关产品的开发,每年都有许多行业和专业学会以水电机组状态监测和状态检修为主题进行学术交流,还有许多状态监测新技术、新产品的交流和展示,新的技术成果和新的产品不断涌现,大量高水平的学术论文得以发表,国际学术交流明显增多。

(4) 水电机组状态监测产品的竞争日趋激烈,越来越多的公司加入到机组状态监测产品的开发中来,从传感器的研制到状态监测系统的开发,有力地促进了状态监测产品的进步和成熟。目前,国产低频速度传感器因其具有较好的低频响应特性而被广泛应用于水轮机组的振动监测,国产涡流传感器也被越来越多地应用于水轮机组的摆度监测;具有强大

分析功能的国内专业公司开发的机组状态监测系统已成为广大水电站的首选。

(5) 水电机组状态监测领域的国际合作明显加强。由于国内专业公司具有在数据采集和分析软件开发方面的优势,而国外厂商具有传感器技术优势,所以传感器主要选用进口产品而监测分析系统采用国内产品的模式已经成为行业共识。近年来,国外一些著名的状态监测产品制造商开始与国内专业公司合作,优势互补,国外公司以提供传感器为主,而状态监测系统则由国内公司提供。

(6) 中国公司开发生产的机组状态监测系统开始出口到国外。其中出口业绩比较突出的是北京华科同安公司,其产品已经出口到越南、印度、印尼、缅甸、巴基斯坦、刚果等国家,还成为了 Alstom、Toshiba、Voith 等国外著名水电设备制造商的供货商。

目前国内从事水电机组状态监测系统研究和开发的专业公司及其产品主要有:

(1) 北京华科同安监控技术有限公司,其开发的“TN8000 水电机组状态监测分析故障诊断系统”,涵盖了机组稳定性、发电机空气间隙与磁场强度、发电机局部放电、主变压器油色谱等的监测分析和诊断,在水轮机、发电机及变压器等不同监测系统集成、故障特征信号的提取、故障诊断专家系统研究和远程监测分析方面做了大量工作。其典型应用有三峡左岸电站、三峡右岸电站、黄河公伯峡水电站、北京十三陵蓄能电站、贵州东风水电站等。

(2) 北京奥技异电气技术研究所,其开发的“PSTA2000 水轮发电机组状态监测及跟踪分析系统”,可对机组稳定性、定转子空气间隙、发电机局部放电等参数进行监测和分析。其典型应用有福建水口水电厂、甘肃大峡水电站、东北丰满水电厂等。

(3) 其他如深圳市洲立达电子技术有限公司的“YBZJ 一体化振动监测分析系统”,华中科技大学的“HSJ 机组振动摆度监测专家系统”,北京英华达电力电子科技有限公司的“EN3800 机组监测保护系统”等在水电站也有部分应用。但这些产品的功能主要以水轮发电机组的振动摆度监测分析为主,功能相对比较简单。

1.4 状态监测系统的设计原则

水轮发电机组状态监测系统的总体目标是利用在线监测数据和处理结果,结合 MIS 系统、计算机监控系统等信息进行故障分析及诊断,实时掌握水轮发电机组的健康状况,为状态检修提供辅助决策并实现与其他系统的信息共享。

根据上述总体目标,在设计时遵循如下原则:

1.4.1 可靠性

传感器的可靠、准确与否,将直接影响到全套系统监测结果的正确与否。所以,在选择传感器时尽量采用国内外著名厂商生产的并有较多应用业绩的产品,同时要充分考虑水轮机组的特点,使得选用的传感器具有针对性和适用性。

数据采集单元应采用成熟可靠、已在工业现场得到长期实践考验的产品。

1.4.2 先进性

在选用硬件设备时,尽量选用具有国际先进水平或国内领先水平的产品,服务器、计算机等产品尽量选用高配置,要有一定的超前性。

在信号采集处理上,应充分考虑水轮发电机组的信号特征。在故障诊断知识库的模型建设、特征提取等方面应采用目前先进的故障诊断理论。

水电机组状态监测与故障诊断技术处于不断发展和完善之中,针对某一特定机组,需要在现有基础上不断努力,以求发展和创新。

1.4.3 开放性

状态监测系统应具有良好的兼容性,应能与电厂 SCADA、MIS 等系统进行通信,实现数据共享。

采用 Internet/Intranet 技术构造网络系统,远程登录方便快捷。

应采用开放式知识库平台,使用者可以对知识库不断进行补充、改进和完善。

具有良好的扩展性,将来可以方便地扩展应用到电厂其他机组上。

1.4.4 针对性

状态监测系统应强调实用性和针对性,特别是针对不同水轮发电机组的特点和较常发生的故障,从测点的布置、传感器的选择、信号采集硬件的设计、信号的分析处理、故障诊断知识库的建立、机组的性能评估等方面,进行针对性的考虑和设计。

1.4.5 系统集成

一套完整实用的状态监测系统,应该将各个监测子系统和设备进行集成整合,实现资源和信息的共享。

系统应提供开放的数据接口,实现与电厂监控系统、MIS 系统以及其他信息系统的数据共享。

2 状态监测系统的构成

水电机组状态监测系统建设是一项复杂的系统工程,状态监测的对象涉及水轮机、发电机、变压器及其辅助设备;状态监测的内容包括机组的振动、摆度、压力脉动、空化与效率、发电机气隙、局部放电、磁通量、线棒振动等;状态监测的技术复杂,涉及传感器技术、信号处理技术、故障诊断理论、计算机技术、网络通信技术,以及水轮机、发电机、自动化等不同专业。水电厂应根据其设备的结构特点、机组的运行规律和自身经济承受能力,合理选择监测项目,统筹规划,量力务实。状态监测系统可以是一个相对独立的监测单元,如机组稳定性监测单元、发电机气隙监测单元,也可以是全厂网络化的集成监测系统。电厂可以一次规划整体实施,也可以统筹规划分步实施。从状态监测技术的发展和电厂数字化、网络化、信息化的发展来看,采用具有综合分析功能、网络化和集成化程度高的机组状态监测系统已经成为各水电厂的共识。

2.1 状态监测系统的基本结构

网络化状态监测系统通常由传感器、数据采集站、状态数据服务器、WEB 服务器、工程师工作站及相关网络设备、软件等组成。整套系统应采用分层分布式结构,各种各样的传感器安装在被监测设备上,数据采集设备一般置于发电机层,而计算机及其外设一般安放在中控室或计算机房。状态数据服务器、WEB 服务器、工程师工作站及相关网络设备(光纤收发器、交换机、网络安全隔离设备等)等上位机设备构成一个完整的状态监测局域网,并与计算机监控系统、电厂信息管理系统、机组远程诊断中心等联网,实现信息共享。

图 5.9-1 是典型的水电站机组状态监测系统网络图。

传感器是状态监测的基础,需要根据监测的项目,选择适用的传感器。目前,比较主流和全面的状态监测系统所监测的内容有机组的振动、摆度、压力脉动、空气间隙、磁通量、局部放电等。具体需要根据机组的特点、容量和尺寸的大小、经济承受能力等来选择测量项目和传感器。

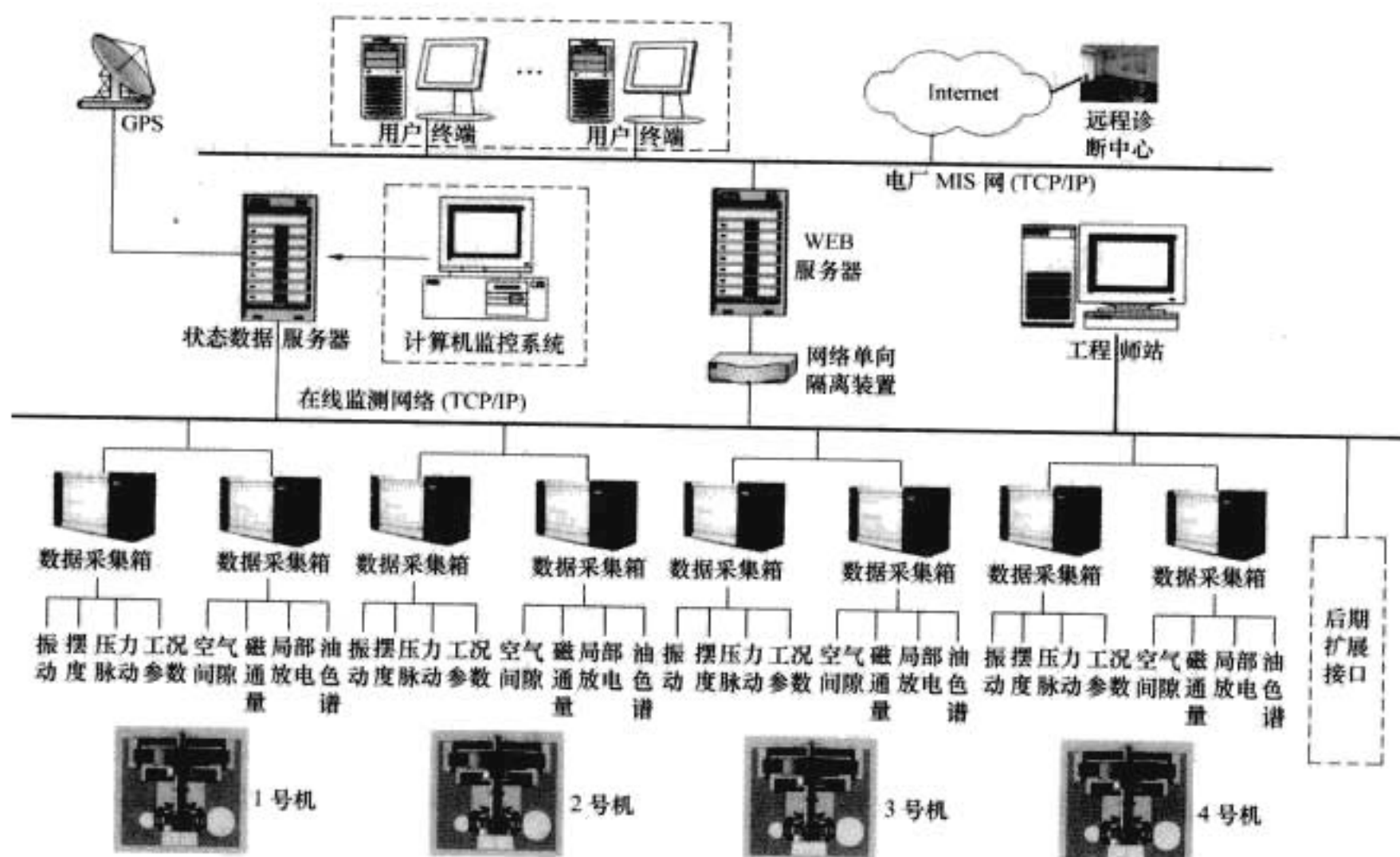


图 5.9-1 状态监测系统网络图

数据采集站负责对机组的振动、摆度、压力脉动，发电机空气间隙、磁场强度、局部放电，以及机组的工况参数等信号进行数据采集、处理、分析，以图形、图表、曲线等直观的方式进行显示，同时对相关数据进行特征参数提取，得到机组状态数据，完成机组故障的预警和报警，并将数据通过网络传至状态数据服务器，供进一步的状态监测分析和诊断。一般每台机组需要设一个数据采集站，所有数据采集站设备安装在一标准机柜内。机柜内设备除数据采集单元外，一般还需配置液晶显示器、键盘与鼠标、传感器电源模块以及接线端子等。数据采集站置于就地发电机层。

状态数据服务器用于存储和管理从各数据采集单元传送过来的机组实时状态数据、历史状态数据及各特征数据。它应能同时接收和管理稳定性监测单元、发电机状态监测单元等的的数据，并需具有良好的扩展性和兼容性。由于全厂所监测机组的所有状态数据均需存储在状态数据服务器中，因此状态数据服务器应该选用高性能、大容量的服务器，其硬盘存储容量应满足电站长期数据存储和备份的需要，并应该采用磁盘阵列管理。

WEB服务器负责状态监测系统与MIS系统的通信。通过WEB服务器，状态监测系统可以在MIS网上发布机组的实时运行状态及历史数据，MIS网上的所有终端用户均可以B/S模式和C/S模式对机组数据进行浏览和分析。由于WEB服务器通过网络单向隔离装置与状态数据服务器连接，WEB服务器将无法访问状态数据服务器中的数据，因此在WEB服务器中还需存储状态数据服务器存储的所有数据，即WEB服务器还需作为状态数据服务器的镜像数据服务器使用。因此，一般WEB服务器应采用与状态数据服务器同样配置的服务器。

工程师工作站主要供现场工程师特别是运行人员监测和分析机组运行信息。在工程师工作站上，授权用户可以对整个系统进行系统组态、参数设置，在线画面和报表的修改。工程师工作站的所有功能在状态数据服务器上均能实现，所以也可以省去。

根据国家电监会颁布的第5号令《电力二次系统安全防护规定》，状态监测系统与MIS系统属于两个不同的安全区，因此在状态监测系统与MIS系统之间必须安装单向网络隔离装置。在实际系统网络图中，由于WEB服务器必须与电厂MIS网直接连接，因此一般只能将网络安全隔离装置安装在状态数据服务器与WEB服务器之间。其中状态数据服务器处于内网，WEB服务器和MIS系统处于外网，系统数据只能由内网向外网单向传送。

为充分发挥状态监测系统的作用，开展远程诊断技术咨询是非常必要的。为此，国内有关专业公司在远程分析诊断技术的研究和实用化方面进行了不懈的努力，采用Internet构建的远程分析诊断系统已经日趋成熟。北京华科同安公司开发了基于Internet的远程分析诊断技术，攻克了庞大的状态监测数据通过Internet网络传送所遇到的数据高效压缩存储技术和实时高速发布传送技术难题，建立了实用化的水电机组远程监测分析诊断中心，可真正实现水轮发电机组运行状态的远程监测、分析和诊断。

2.2 测点布置

监测点的选择与布置是获取机组运行状态信号的重要环节，其选择和布置是否合理将直接影响信号采集的真实性以及数据分析和故障诊断的可信度。一般来讲，测点的选择和布置取决于机组的水力特性、机械特性、电气特性以及机组的结构特点和运行规律。

2.2.1 键相

每台水轮发电机组的状态在线监测系统应设置一个键相测点。通常在被测机组大轴上设置一个凹槽或凸键标记，与相应的非接触式位移传感器组成键相测量单元。当大轴转动至键相传感器位置时，传感器便会产生一个键相信号。为便于确定测量相位与机组转动体方位的对应关系，标记宜布置在与转子励磁主引线同一方位上。

2.2.2 振动和摆度

振动和摆度是评价水轮发电机组稳定性的重要指标。过

大的振动和摆度会影响机组的正常运行,威胁机组的安全和寿命。振动和摆度已成为水电机组状态监测系统最基本的和必需的监测内容,而且监测分析技术比较成熟,所需费用相对较低,是水电厂开展机组状态监测普遍选择的监测项目。下面按照不同类型的水轮发电机组,分别说明机组振动摆度测点的选择和布置。

(1) 立式混流式、混流可逆式机组。

1) 振动测点:应分别在上机架、下机架和顶盖处,设置2个水平振动测点、1~2个垂直振动测点,水平振动测点应互成 90° 。定子机座应设置1~2个水平振动测点、1个垂直振动测点,水平振动测点应设置在机座外壁相应定子铁心高度 $2/3$ 处,垂直振动测点应设置在定子机座上。对于大中型发电机,宜设置1~3组发电机定子铁心振动测点,每组包括1个水平(径向)和1个垂直(轴向)振动测点,定子铁心振动测点宜布置在定子铁心外缘的中部。

2) 摆度测点:应分别在上导、下导、水导轴承的径向设置互成 90° 的2个摆度测点,三组摆度测点方位应相同。

3) 轴位移测点:宜在轴向设置1~2个轴向位移测点。

(2) 立式轴流式机组。

1) 振动测点:应分别在上机架、下机架和顶盖处,设置2个水平振动测点、1~2个垂直振动测点,水平振动测点应互成 90° 。定子机座应设置1~2个水平振动测点、1个垂直振动测点,水平振动测点应设置在机座外壁相应定子铁心高度 $2/3$ 处,垂直振动测点应设置在定子机座上。

2) 摆度测点:应分别在上导或受油器、下导和水导的径向设置互成 90° 的2个摆度测点,三组摆度测点方位应相同。

3) 轴位移测点:宜在轴向设置1~2个轴向位移测点。

(3) 灯泡贯流式机组。

1) 振动测点:应分别在组合轴承和水导轴承处设置2个径向、1个轴向振动测点。组合轴承处的径向测点应垂直和水平布置在组合轴承座靠近导轴承处,轴向测点应布置在组合轴承座推力轴承附近。水导轴承处的径向测点应垂直和水平布置在轴承座法兰上,轴向测点应布置在轴承座靠发电机侧。有条件时可在灯泡体上设置1~2个径向振动测点,也可在转轮室设置振动测点。

2) 摆度测点:应分别在组合轴承和水导轴承的径向设置互成 90° 的2个测点,一般与垂直中心线左右成 45° 安装。

3) 轴位移测点:宜在轴向设置1~2个轴向位移测点。

(4) 立式冲击式机组。

1) 振动测点:应分别在上机架和(或)下机架处设置2个水平振动测点,在上机架设置1个垂直振动测点,在水导轴承座上设置2个水平振动测点、1个垂直振动测点,水平测点应互成 90° 。定子机座应设置1~2个水平振动测点、1个垂直振动测点,水平振动测点应设置在机座外壁相应定子铁心高度 $2/3$ 处,垂直振动测点应设置在定子机座上。

2) 摆度测点:应分别在上导、下导和水导轴承的径向设置互成 90° 的2个测点,三组摆度测点方位应相同。

2.2.3 压力脉动

压力脉动是水轮机过流部件中普遍存在的现象,尤其对于混流式水轮机,其尾水管涡带引起的水压脉动是影响水轮机稳定运行的主要因素。GB/T 15468—2006《水轮机基本技术条件》明确规定,原型水轮机在保证运行范围内,应对混流式水轮机尾水管内的压力脉动作出保证。我国近年来建造的大型水电站,对水轮机的尾水管压力脉动保证值都作出

了明确的规定。对压力脉动进行在线监测的目的是为了分析压力脉动对机组稳定性的影响,过大的压力脉动将引起有害的机组振动、噪声,转轮区过大的压力脉动还会直接导致转轮裂纹,威胁机组的寿命。

压力脉动测点应选择在对机组稳定性传递比较直接、对机组危害比较严重的位置。测点选取还应考虑到现场的实际情况,如很多老机组由于没有取压口,就无法安装相关测点。压力脉动传感器应尽可能地靠近取压口,不能位于压力均压管上,且应尽可能与模型试验测点相对应。压力脉动测点和水力量测用的压力测点应分开设置。通常,状态监测系统需要监测蜗壳进口压力脉动、活动导叶出口压力脉动、顶盖下压力脉动和尾水管进口压力脉动等。不同类型的水轮机组,典型的压力脉动测点设置如下。

(1) 混流式机组:应分别在蜗壳进口设置1个,活动导叶与转轮间设置1~2个,顶盖与转轮间设置1~2个,尾水管进口设置2个(上下游方向)压力脉动测点。

(2) 混流可逆式机组:应分别在蜗壳进口设置1个,活动导叶与转轮间设置2个,顶盖与转轮间设置1~2个,转轮与泄流环之间设置1个,尾水管进口设置2个(上下游方向),肘管中部设置2个压力脉动测点。

(3) 轴流式机组:应分别在蜗壳进口设置1个,活动导叶后设置1个,尾水管进口设置2个(上下游)压力脉动测点。

(4) 灯泡贯流式机组:应分别在流道进口设置1个,转轮前后各设置1个,尾水管进口设置1~2个压力脉动测点。

2.2.4 发电机空气间隙

水轮发电机定子与转子之间的空气间隙由于制造质量、安装工艺等因素,还有运行时定、转子结构部件受到电磁力和离心力的作用,设计选定的气隙值在机组安装、试运行以后往往会发生变化。不均匀的气隙将直接影响发电机的电气特性和机械性能的稳定。通过在线监测发电机定、转子间空气间隙,可以及时掌握发电机运行过程中定子的变形趋势和大小,以及转子磁极的松动和结构变形;通过检查气隙不均匀性,可以检验发电机制造、安装和维修质量;由于气隙间隙不均匀会导致磁拉力不平衡,引起振动,故气隙监测还可作为机组振动监测的辅助分析工具。因此对发电机气隙进行监测具有重要的实际应用价值。目前,发电机气隙监测已经成为水电机组状态监测系统的一个重要组成部分,已有成熟实用的产品,在我国大中型水电机组上有广泛的应用。

发电机气隙监测分析系统一般由传感器、数据采集单元和监测分析软件组成。早期有部分机组引进了国外的气隙监测系统,一般为独立运行的系统。随着国内水电机组状态监测技术的发展,气隙监测系统已经发展成为机组状态监测系统的一个重要子系统,由状态监测系统统一进行数据采集、管理和分析诊断。

发电机空气间隙传感器数量需要根据水轮发电机的结构参数来配置,一般转子直径小于 7.5m 时建议配置4个传感器,大于 7.5m 时建议配置8个传感器,对于发电机转子高度较高的机组,建议在定子上部和下部分别安装4个或8个。测点沿周向均匀分布,如布置4个测点,通常布置在 $+X$ 、 $+Y$ 、 $-X$ 、 $-Y$ 方位。

2.2.5 发电机磁通量

大量的定子绝缘故障及转子绕组故障都会伴随着对应空间位置的磁通量变化,正是基于这一原理,可以通过检测发电机定、转子间隙中的磁通量来分析定、转子的电气状态,探知发电机电磁不平衡。例如:某一磁极发生匝间短路,则

当这个磁极掠过磁通量传感器时会比其他磁极所产生的磁通量小,从而明确地定位此故障。又如通过长期监测定子某一位置的磁通量,通过分析其变化规律可判断定子线棒有无放电、短路等故障,同时对于磁极松动等转子机械故障也可以精确地检测,具有很好的实用性。为了有效地进行诊断,通常把磁场强度监测与气隙监测结合起来一并考虑,可以判断不平衡是由电气故障还是由不均匀的空气间隙引起的。

一台机组一般只需配置一个磁通量测点。

2.2.6 发电机定子绕组端部振动

发电机定子绕组端部承受着正常运行时的交变电磁力作用和突然短路时的巨大电磁力冲击,是承受应力最高的部件之一,随着发电机单机容量的增大,绕组端部的振动磨损现象越来越突出。大量的发电机事故统计分析表明,长期过大的振动会造成发电机定子绕组端部紧固结构件松动、线棒绝缘磨损,还可能致使股线因机械疲劳而断裂,严重的故障将引发端部相间短路事故。

虽然现代发电机的设计水平和制造质量大大提高,安装和检修工艺也不断改进,但运行实践和检修经验表明,发电机定子绕组端部的振动状态不可能是一成不变的。在交变电磁力和热应力的长期作用下,可能因绝缘的微缩作用及磨损或紧固件的局部松动,绕组端部模态参数会发生变化,投运时完全合格的发电机在经长期运行后,其固有频率可能落入在2倍频电磁力谐振范围内,造成振动状态逐步或突然恶化。而一般的电气监测和外部部件振动监测反映不出这种危险的振动变化,难以避免突然事故的发生。因此,为了保证发电机长期安全运行,及时发现故障隐患,避免破坏性事故的发生,直接监测定子绕组端部的振动是非常有效和必要的。

每台机所需的线棒振动测点数量要根据发电机结构确定,一般建议发电机每相的每个支路各配置一个传感器。如发电机每相有3个支路,则一台发电机需要配置9个传感器。

2.2.7 发电机定子局部放电

局部放电是发生在高压定子绕组绝缘中的小电火花。在高压绝缘系统中,在绝缘内部小空隙里或者在绝缘的表面都有可能发生局部放电。在通常情况下,质量良好的定子绕组在良好的工作条件下仅有少量的局部放电发生。然而,50多年的经验表明,由于绕组长期受高温、高电压、振动以及油污、潮湿和化学物质的作用,定子绕组绝缘将不断恶化,其产生的局部放电将呈10倍或更高的速率增长,同时局部放电又加速了绕组绝缘的恶化。因此,通过监测局部放电可有效监测定子绕组的绝缘。

根据近年来的事故统计表明,发电机定子绕组绝缘故障占总事故的40%以上,其中大部分是由局部放电造成的。而通过安装局部放电监测系统,可在发电机正常运行的情况下及时在线评估绕组的绝缘状态,掌握绕组内部绝缘可能出现的恶化情况,并能提前给出绕组绝缘故障的故障风险预报,避免突发性故障的发生。同时,通过局部放电监测系统,还可以辅助发现导致绝缘故障的主要原因。所以,在线局部放电监测是预知维修和辅助维修非常有用的工具。

为实现局放信号和噪声信号的自动分离,水轮发电机每相至少需要安装2个测点,最好每个并联绕组支路配置1个测点。如发电机每相有3个支路,则一台发电机最好配置9个测点。

2.2.8 机组工况参数

为监测机组各导轴承、推力轴承和发电机运行状态,状态监测系统还需要监测各导轴承瓦温、油温、油位、定子温度等参数。由于上述参数均已引入电站计算机监控系统,状态监测系统可通过通信方式从监控系统获取。

由于机组的状态与机组运行参数息息相关,所以,状态监测系统还应该引入机组工况参数,如有功功率/无功功率、导叶/桨叶开度、励磁电流/电压、水头、蜗壳差压、发电机出口开关、励磁开关等。需要注意的是,上述机组工况参数尽量采用4~20mA信号和开关节点信号,不建议采用通信方式从监控系统获取,以确保状态监测系统各参数的同步性和实时性。

2.2.9 其他参数

随着近年来机组状态监测技术的快速发展,可以监测的参数越来越多,国内外不断有新的监测产品出现,有些也已开始在生产实践中投入使用,其中比较重要的监测参数有:

(1) 水轮机效率监测:主要难点在于水轮机流量的正确测量,通常有两种手段可用于流量的在线监测,即蜗壳差压计和超声波流量计,但这两种方法的测量精度误差均较大。所以,虽然在线监测水轮机的绝对效率比较困难,但用蜗壳差压法可在线监测水轮机的相对效率变化。

(2) 水轮机空化和空蚀监测:水轮机空化的监测,从国内外的实践来看,均采用高频加速度传感器或超声传感器,检测的是空化噪声信号。从实践效果来看,所检测的空化信号的真实性还存有疑问,对空蚀的检测更是困难。目前,无论是国内还是国外,还没有成熟可信的空化和空蚀监测产品,国内尚处于科研试验阶段。

(3) 发电机转子温度监测:由于从转动部件将检测信号传递出来存在困难,所以对发电机转子的温度进行在线监测是比较困难的。国内哈尔滨大电机研究所研发了此类产品,并已用于三峡右岸空冷发电机上。从国外来看,加拿大Vibrosystem公司推出了一款非接触式测量转子温度的监测产品,即ThermaWatch系统,探头安装于定子通风孔中,可对转子表面温度进行在线监测。

2.3 各类机组的典型测点配置

大轴摆度、机架振动、抬机量(轴向位移)、压力脉动、空气间隙、磁通量和局部放电等测点的选择与布置需要根据被监测机组的特点来确定。各种型式的水轮发电机组的典型测点配置分述如下。

2.3.1 混流式机组典型测点配置

混流式机组的典型测点配置如图5.9-2所示。

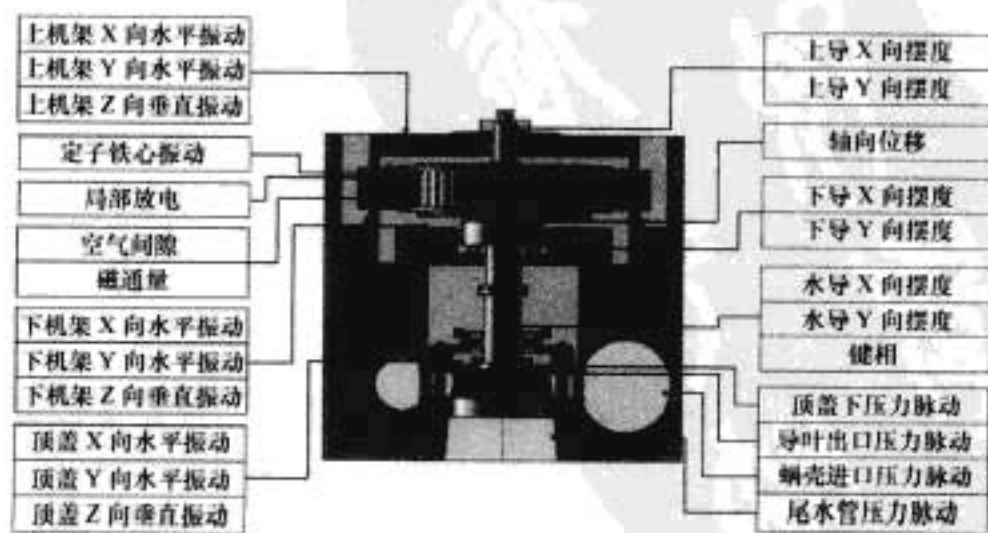


图 5.9-2 混流式机组典型测点配置

键相:每台机必须设置1个键相测点。

摆度：分别在上导、下导和水导处径向设置互成 90° 的 2 个摆度测点。

振动：分别在上机架、下机架、定子机座和顶盖处设置 2 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

抬机量：可设置 1~2 个测点。

压力脉动：分别在蜗壳进口、导叶出口、顶盖下设置 1 个测点，尾水管进口设置 2 个测点。

空气间隙：设置 4 或 8 个测点。

磁通量：设置 1 个测点。

局部放电：每台机至少 6 个测点（每相至少 2 个），必要时可每支路设置 1 个。

定子铁心振动：设置 1~3 组，每组包括 1 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

其他参数：工况参数。

2.3.2 轴流式机组典型测点配置

轴流式机组的典型测点配置如图 5.9-3 所示。

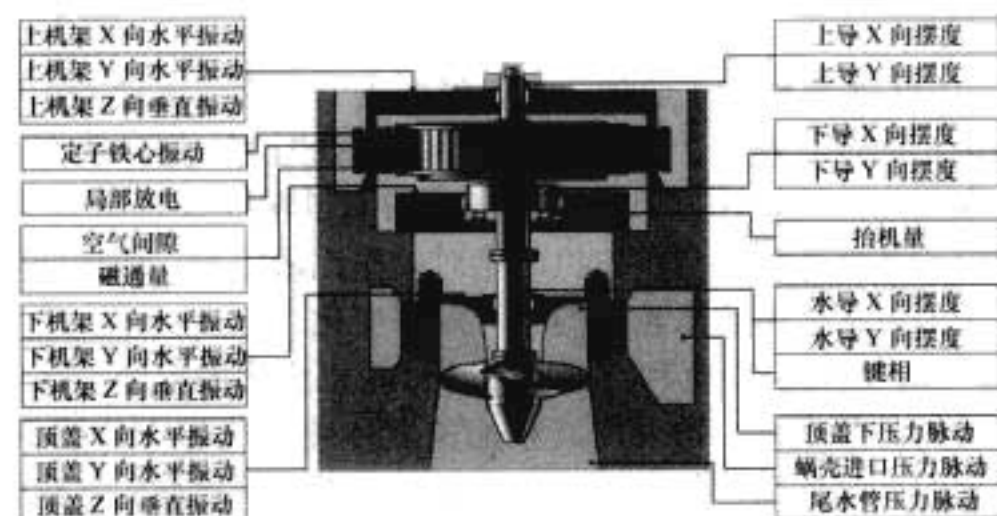


图 5.9-3 轴流式机组典型测点配置

键相：每台机必须设置 1 个键相测点。

摆度：分别在上导（或受油器）、下导和水导处径向设置互成 90° 的 2 个摆度测点。

振动：分别在上机架、下机架、定子机座和顶盖处设置 2 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

抬机量：可设置 1~2 个测点。

压力脉动：分别在蜗壳进口、导叶出口设置 1 个测点，尾水管进口设置 2 个测点。

空气间隙：设置 4 或 8 个测点。

磁通量：设置 1 个测点。

局部放电：每台机至少 6 个测点*（每相至少 2 个），必要时可每支路设置 1 个。

定子铁心振动：设置 1~3 组，每组包括 1 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

其他参数：工况参数。

2.3.3 抽水蓄能机组典型测点配置

抽水蓄能机组的典型测点配置如图 5.9-4 所示。

键相：每台机必须设置 1 个键相测点。

摆度：分别在上导、下导和水导处径向设置互成 90° 的 2 个摆度测点。

振动：分别在上机架、下机架、定子机座和顶盖处设置 2 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

抬机量：可设置 1~2 个测点。

压力脉动：分别在蜗壳进口、导叶出口、顶盖下设置 1 个测点，尾水管进口设置 2 个测点。

空气间隙：设置 8 个测点，两层布置。

磁通量：设置 1 个测点。

局部放电：每台机至少 6 个测点（每相至少 2 个），必要时可每支路设置 1 个。

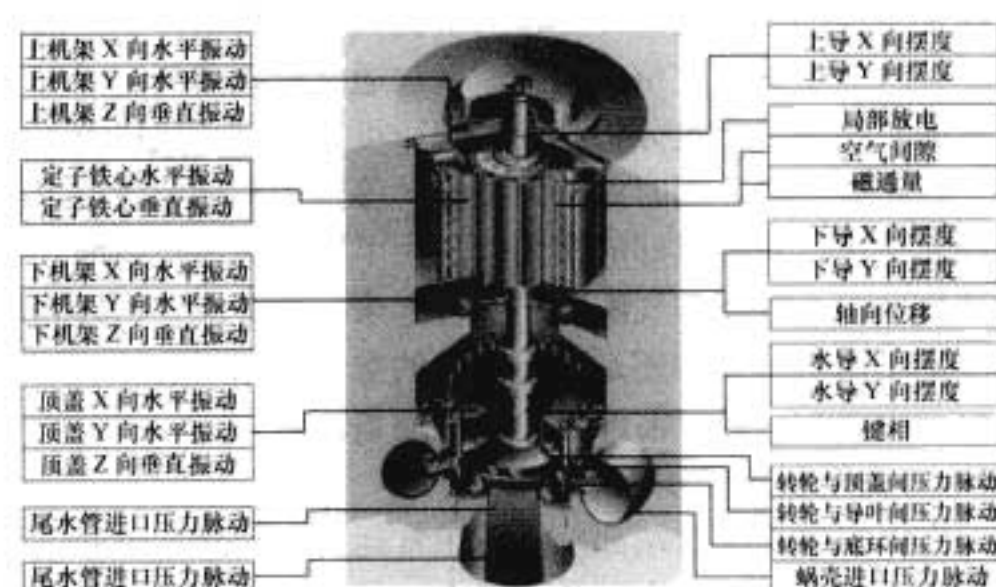


图 5.9-4 抽水蓄能机组典型测点配置

定子铁心振动：设置 1~3 组，每组包括 1 个水平振动和 1 个垂直振动测点。

定子绕组端部振动：3×每相支路数。

其他参数：工况参数。

2.3.4 灯泡贯流式机组典型测点配置

灯泡贯流式机组的典型测点配置如图 5.9-5 所示。

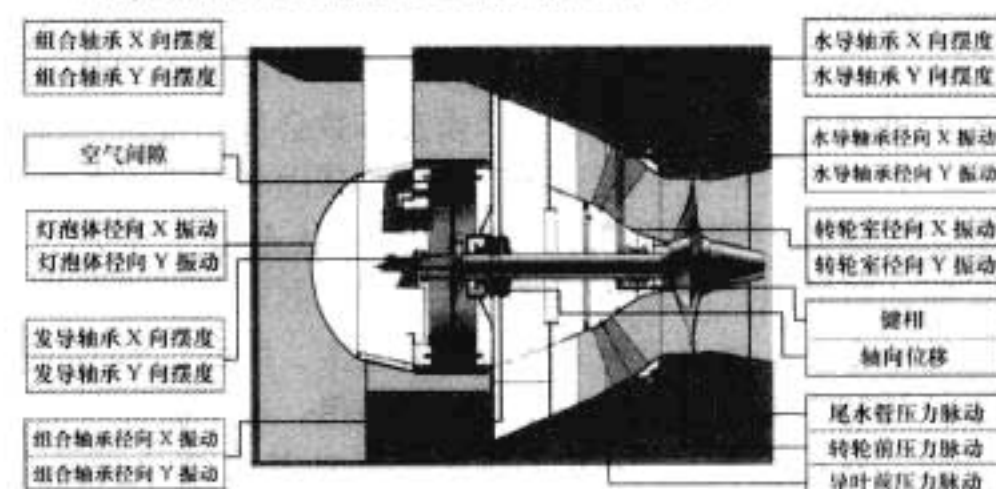


图 5.9-5 灯泡贯流式机组典型测点配置

键相：每台机必须设置 1 个键相测点。

摆度：分别在组合轴承和水导轴承处径向设置互成 90° 的 2 个摆度测点。

振动：分别在组合轴承和水导轴承座附近设置 2 个径向振动和 1 个轴向振动测点。有条件时也可在灯泡体和转轮室设置振动测点。

轴向位移：可设置 1~2 个测点。

压力脉动：分别在流道进口、转轮前后、尾水管进口各设置 1 个测点。

空气间隙：设置 4 个测点。

局部放电：每台机至少 6 个测点（每相至少 2 个），必要时可每支路设置 1 个。

其他参数：工况参数。

3 状态监测系统的设备组成

3.1 传感器选型

机组的状态信息需要通过各种各样的传感器来检测。就机组的状态监测来说，涉及的传感器多种多样，传统上机组都设置有检测温度、压力和电气量的传感器，这些传感器反映了机组的最基本的状态信息；而随着传感器技术的进步和状态监测技术的发展，用于检测机组状态信息的各种传感器越来越多，这些传感器所检测的物理量涉及大轴的摆度、机组各部位的振动、过流部件的压力和压力脉动、发电机定转子之间的空气间隙、发电机定转子之间的磁通量、发电机定子局部放电等。

传感器是机组状态监测系统的基础和关键，传感器的可

靠、准确与否,将直接影响到状态监测系统的可信度。所以,在选择传感器时应充分考虑传感器的可靠性、适用性和针对性。

以下介绍水电机组状态监测系统中需要特别给予关注的各类传感器,重点阐述振动、摆度、压力脉动、空气间隙、局部放电等传感器的国内外最新发展成果,以及这些传感器的选型时需要注意的问题。而对于像温度、压力和常规电气量检测的传感器,由于属于传统的机组检测范畴,一般机组上都有配置且其信号已引入计算机监控系统,所以,本节不再予以介绍。

3.1.1 摆度传感器

3.1.1.1 摆度传感器的选型

测量大轴径向振动(对水轮机组来说即大轴摆度)的传感器一般应采用电涡流传感器。涡流传感器在世界上被广泛应用于各类旋转机器转轴径向振动的测量,这些机器包括汽轮发电机组、水轮发电机组、压缩机组、泵和风机等。所以,水轮机组上大轴摆度的测量一般采用电涡流传感器。

总体上来说,国外知名公司生产的电涡流传感器具有可靠性高、性能稳定、互换性好等优点,所以,国内大中型水电机组摆度的测量比较多的是采用国外进口的电涡流传感器。其中比较知名的涡流传感器生产厂家有美国 Bently 公司、德国 Schenck 公司、瑞士 Vibrometer 公司和加拿大 Vibrosystem 公司。近几年,国产电涡流传感器在产品性能上也有了很大的提高,近年来在水电机组上也越来越多地得到应用,典型的产品有湖南天瑞公司的生产的 TR81 系列涡流传感器。

电涡流传感器一般由探头、延伸电缆和前置器三部分组成(如图 5.9-6 所示)。以美国 Bently 公司的 3300 系列 $\phi 8\text{mm}$ 涡流传感器为例,通常探头本身带 1m 电缆,延伸电缆有 4m 和 8m 之分,即探头至前置器之间有 5m 和 9m 两种规格,相应的前置器也有 5m 和 9m 两种规格。该传感器探头端部直径为 $\phi 8\text{mm}$,线性范围为 2mm,灵敏度为 7.87V/mm 。

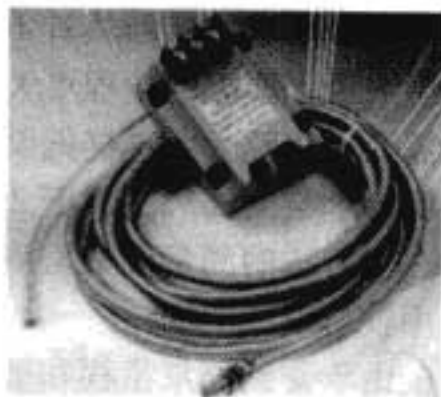


图 5.9-6 电涡流传感器

也有将前置器直接置于探头体内的,如德国 Schenck 公司(现其振动监测产品已并入 BKVibro 公司)生产的 IN-081 一体化电涡流传感器(如图 5.9-7 所示)。由于一体化传感器安装上的便利,以及该传感器平均工作间隙较大,比较适合于水轮发电机组的大轴摆度测量,近年来在中国水电机组上有大量的应用。



图 5.9-7 一体化电涡流传感器

对于某些机组,上导摆度的测量会受到上导轴径内励磁引线的影响,电涡流传感器输出信号存在严重失真现象,这种情况下,采用抗电磁干扰能力强的电容传感器具有比较好的测量效果。加拿大 VibroSystem 公司生产的 PCS302 一体化电容传感器(如图 5.9-8 所示)已经在中国水电机组上得到应用,效果较好。



图 5.9-8 电容式传感器

3.1.1.2 摆度传感器的测量原理

由于摆度传感器大部分采用电涡流传感器,本节重点介绍电涡流传感器的测量原理。

电涡流传感器是利用涡流原理(见图 5.9-9),通过传感器端部与被测物体表面间的间隙变化来测量物体的振动和静位移的。由于它与被测物之间没有直接的机械接触,而且具有很宽的使用频率范围($0\sim 10\text{kHz}$),因此,特别适合于测量水轮机大轴的相对振动(即摆度)和大轴的轴向位移。

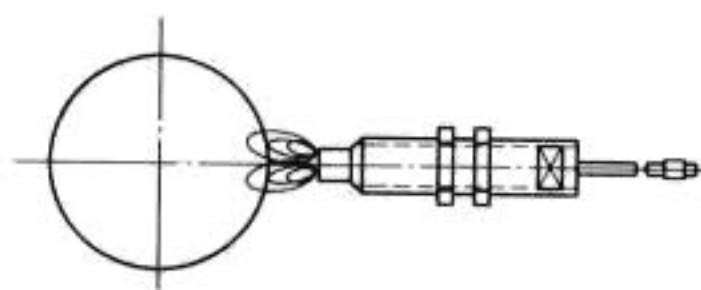


图 5.9-9 电涡流传感器测量示意图

电涡流传感器的测量原理如图 5.9-10 所示。在传感器探头的端部有一线圈,当线圈通以高频电流时,将产生高频电磁场,它在被测导体的表面层感应出一涡流,该涡流所形成的电磁场又穿过原线圈。这样,原线圈与涡流“线圈”形成了有一定耦合的互感。耦合系数的大小又与两者之间的距离及导体的材料有关。只要能够将反映耦合系数的等效电感测到并显示出来,即可折算出传感器线圈与被测导体间的距离。这个距离可以通过将电感的变化转换为电压显示出来。可见,为了实现电涡流位移测量,必须有一个专用的测量线路。这一测量线路应包括高频信号发生器和滤波电路等,这些电路均安装在前置器内。从前置器输出的电压 U 是正比于传感器与测量表面间隙 D 的电压(见图 5.9-11 和图 5.9-12),它可以分两部分:一为直流电压 U_1 ,对应于平均间隙(或初始间隙) D_0 ,一为交流电压 U_d ,对应于摆度 D_1 。如果只对摆度感兴趣,可用电容隔直或加反向偏置的办法取出摆度信号对应的电压。

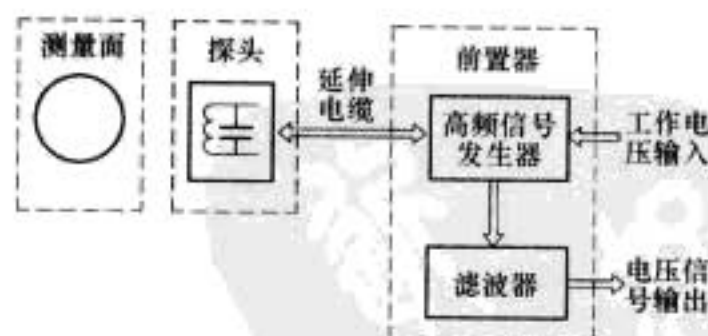


图 5.9-10 电涡流传感器测量原理图

3.1.1.3 摆度传感器的安装

摆度传感器应安装在能对转轴的径向振动做出评定的重要测点上,推荐在机组的每个轴承处或靠近轴承处安装。一般每个轴承处需要安装两个传感器,成 90° 安装,安装位置建议在 $+X/-Y$ 方向。对于卧式机组,推荐的测量方向常选在与铅垂方向成 $\pm 45^\circ$ 处。

传感器必须安装在固定于机组机坑的刚性支架上,安装时一般需要使用金属支架固定在转轴测点附近的非转动部件

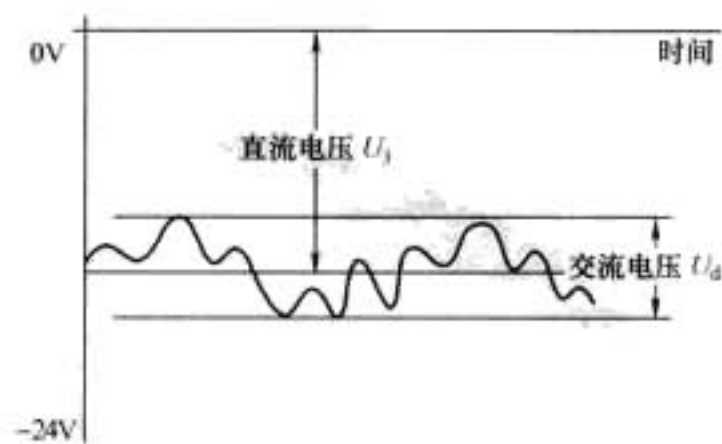


图 5.9-11 电涡流传感器输出电压

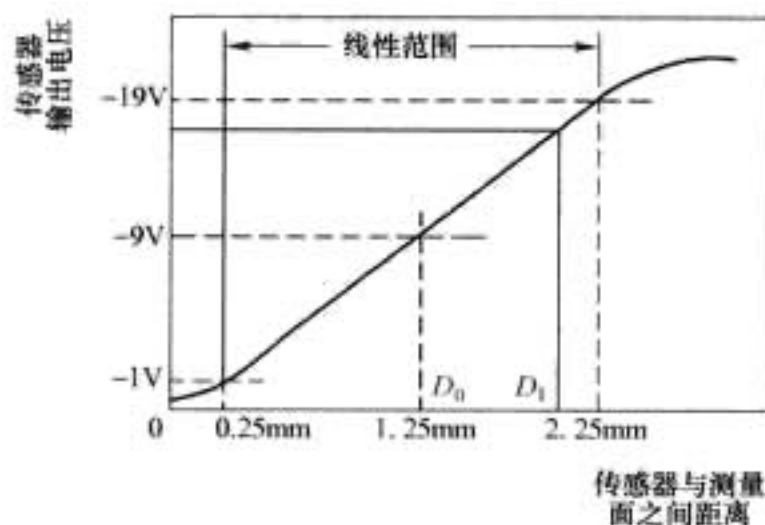


图 5.9-12 电涡流传感器特性曲线

上，通常是在导轴承的油盆盖上，支架需要有足够的刚度，支架固定要牢靠，不能存在任何松动现象。

由于摆度传感器只有一定距离的线性工作范围，因此在安装时一定要注意传感器初始安装位置的调整，以满足在所测量程段内测量精度的需要。一般来说，初始安装位置选在传感器线性段的中间位置，这样在平均间隙两边允许有最大的动态振幅。

摆度传感器安装时测量面的选择是非常关键的环节。测量表面应尽量光滑，不能有明显的表面缺陷。

3.1.2 键相传感器

所谓键相器，就是在被测轴上设置的一个凹槽或凸键（如图 5.9-13 所示）。其尺寸一般为：宽度 8mm，深度或高度 2mm，长度 16mm。对于轴向位移量较大的机组，其长度应长些，确保大轴产生轴向窜动时探头还能对着凹槽或凸键。凹槽或凸键的长度方向应平行于大轴中心线。

凹槽一般在工厂大轴加工时机加工而成，其好处是便于传感器安装间隙的调整，且不会碰坏传感器；凸键一般在现场粘贴一金属片而成，现场找位置和施工方便，但其缺点是金属片可能会脱落，调整传感器间隙不方便，有可能会碰坏传感器。汽轮机大轴在工厂生产时一般就设计加工有键相

槽；而水轮机大轴生产厂家一般都没有设计加工键相槽，所以，水轮机组一般都是在现场粘贴一金属片而形成凸键。

键相测量，就是用一探头对准被测轴上的凹槽或凸键，当凹槽或凸键转到探头位置时，传感器会产生一个脉冲信号，轴每转一周，就会产生一个脉冲信号。通过将该脉冲信号与振动信号比较可以确定振动的相位角，用于机组的动平衡分析以及深入的故障分析诊断。该脉冲信号还是机组振动、摆度、压力脉动、气隙等周期性信号的采样触发信号。通过对该脉冲信号的计数，还可以测量大轴的转速。可见，键相信号是机组状态监测系统中必须的一个信号，也是非常关键的信号。对于重要的机组，建议采用两个键相传感器，其中一个作为备用。

键相传感器一般选用与摆度传感器同类型的电涡流传感器，其技术要求和指标同摆度传感器。

键相传感器一般与其中一个摆度传感器共用一个支架，安装位置要根据机组具体结构确定，通常建议安装在水导 + X 方向。安装时要注意让键相传感器对准键相片，确保大轴发生轴向窜动时传感器仍能对着键相片，并应注意调整安装间隙，避免损坏传感器。

3.1.3 轴向位移传感器

轴向位移传感器用于监测大轴的轴向位移，对于立式机组，通常称抬机量；对于卧式机组，通常称轴向窜动。

轴向位移传感器一般也采用电涡流传感器，采用非接触式测量。

轴向位移传感器在选型时需要注意其测量量程和探头直径。一般要求传感器具有 10mm 的测量范围，对于有的轴流机组来说，要求的量程更大些。测量量程越大，一般探头直径需要做得越大，这样就要求被测面尺寸越大，一般涡流传感器要求被测面尺寸大于 2 倍探头直径。所以，在大轴上找到一个合适的测量面是监测大轴轴向位移的首要条件，一般采用轴肩或法兰面。

由于受到测量量程和被测面的限制，轴向位移传感器在产品选型时往往带来一些困难。国外产品中，德国 Schenck 公司的 SD161 涡流传感器是比较理想的轴位移传感器，其测量量程可达 10mm，而其探头直径只有 $\phi 16\text{mm}$ 。相比之下，国产电涡流传感器可以根据用户需求进行定制，量程范围可以很大，而探头直径可以控制在一定尺寸，如湖南天瑞公司的涡流传感器量程可以达到 30mm。

轴向位移传感器在安装中需要有合适的测量面外，还需要注意传感器安装的方向和初始安装位置。对于立式机组来说，探头端面最好朝上安装（见图 5.9-14），这样可以避免

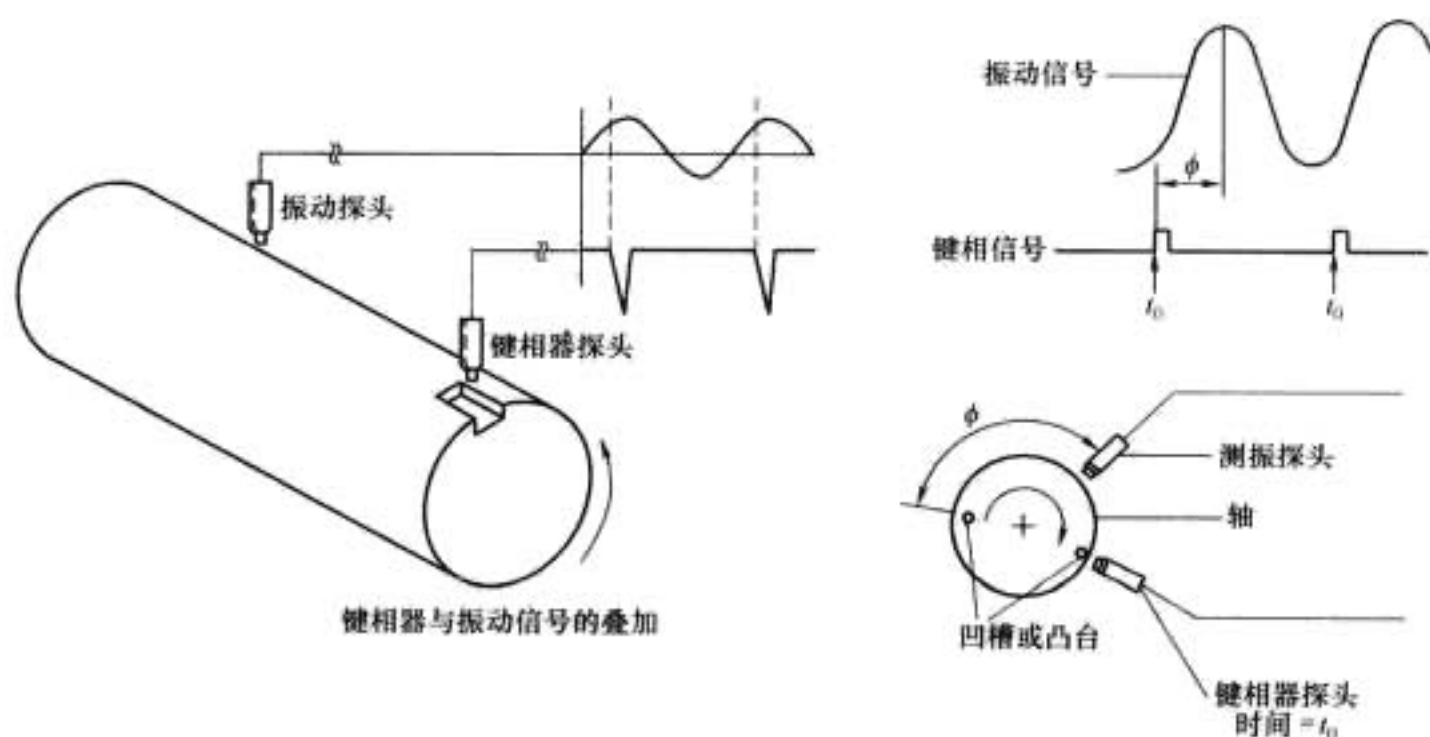


图 5.9-13 键相器原理

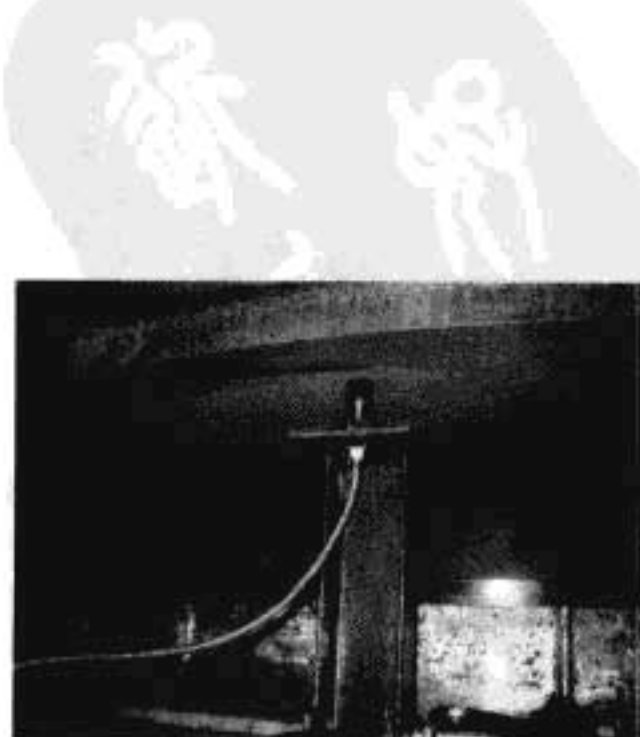


图 5.9-14 轴向位移测量

机组发生抬机时将探头撞坏。调整探头位置时要考虑探头在机组产生轴向抬机或窜动时,被测量面还处于探头的测量范围之内。

3.1.4 振动传感器

用于测量水轮机组各支撑部件(上机架、下机架、顶盖、定子机座等)振动的传感器一般采用速度传感器。因为位移传感器(常用的是涡流传感器)采用非接触式测量,安装困难;而加速度传感器由于其输出信号微弱,且换算成位移量纲需要进行两次积分,造成很大测量误差。所以,很少采用位移传感器和加速度传感器来测量水轮机组各支撑部件的振动。

水轮发电机组的转速一般都比较低,通常在每分钟几十转到几百转之间,如三峡左岸电站机组的转速为 75r/min,许多可逆式水泵水轮机组的转速为 500r/min。水轮机组不仅转频比较低,而且影响机组稳定性的水力脉动频率通常也是比较低的,例如尾水管涡带脉动的频率一般为机组转频的 1/2~1/5,可见低频振动是水轮机组的固有特性。所以,在选择振动传感器时尤其要关注传感器的低频响应特性。

从振动测量原理来讲,物体振动的测量可以用位移传感器,也可以用速度传感器,还可以用加速度传感器。

虽然涡流传感器的频响特性很宽,可以满足水轮机组低频振动特性的要求,但是由于现场安装困难,实际很少用于在线监测机组各支撑部件的振动。

加速度传感器尽管其频响下限也可以很低,但是由于机组固定部件振动的加速度很小,加速度传感器的信号输出微弱,且换算成位移量纲需要进行两次积分,造成很大测量误差,因此实际在水电机组上也不宜用加速度传感器来监测上机架、下机架、顶盖、定子机座等处的振动。加速度传感器一般应用于频率较高或有较大冲击的地方,可用于水轮发电机定子铁心振动(通常为 100Hz 的电磁激振频率)的测量。

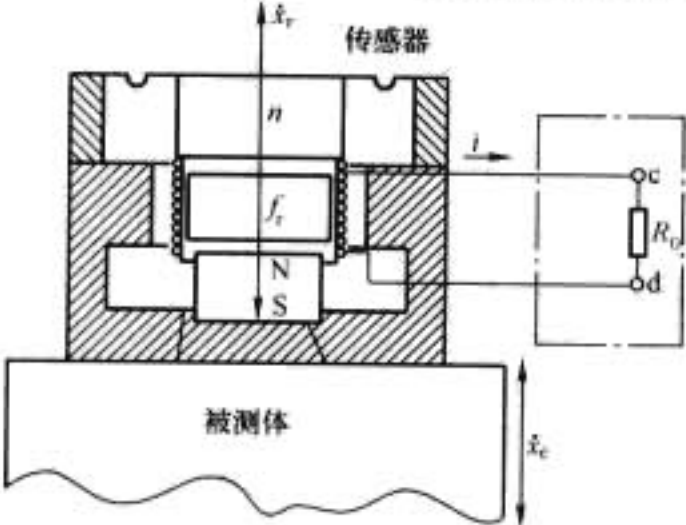


图 5.9-16 速度传感器结构图

速度传感器一般采用磁电式原理,不需要外部供电,便于安装,而且只需要一次积分就可转换为位移量纲,所以,在我国旋转机械振动测量中被广泛采用,像汽轮发电机组瓦振动的测量普遍采用磁电式速度传感器。但通常速度传感器的低频响应特性不好,其频响下限一般在 4.0Hz 以上,不适于水轮机组振动的测量。例如,德国 Schenck 公司的 VS-068(水平)和 VS-069(垂直)速度传感器的频响下限为 10Hz;美国 Bently 公司的 9200 系列速度传感器其频响下限为 4.5Hz。虽然近年来国外公司也推出了一些低频速度传感器,但在中国水电机组上还没有比较好的应用效果,其中有



图 5.9-15 速度型传感器

美国 Bently 公司最新推出的 330505 低频速度传感器,其频响下限可达 0.5Hz,在中国未见有应用;瑞士 Vibrometer 公司的 CV210 低频速度传感器的频响下限为 1Hz,在三峡左岸电站 Alstom 机组上有应用,但效果并不好。这些国外厂家的低频速度传感器价格普遍昂贵,很难在机组状态监测领域广泛采用。

针对水电机组低频振动的特点,国内部分传感器厂家进行了许多研究开发工作,取得了长足的进步,其速度传感器的低频下限可达 0.5Hz,而且迅速占领了国内水电机组在线监测市场。其中最有代表性的是北京豪瑞斯公司生产的 MLS-9 系列低频速度传感器,该传感器内置低频补偿电路,其频响下限可达 0.5Hz。从大量工程实践实际使用效果来看,用该低频速度传感器来检测机组各支撑部件的振动可以取得比较理想的测量效果。

速度传感器一般有水平与垂直之分,因此在选型和安装时要注意区分。顶盖振动传感器安装时要注意防水措施,避免因传感器进水导致测量不准确。

表 5.9-1 国内外不同厂家生产的速度传感器的技术参数表

厂家 项目	美 国 Bently		德 国 Schenck	瑞 士 Vibrometer	北 京 豪瑞斯
传感器 型号	9200 系 列磁电式 速度传感 器	330505 压电式低 频速度传 感器	VS-068/ 069 磁电式 速度传感器	CV210 低频速度传 感器	MLS-9 低 频 速 度 传感器
频响特性	4.5~ 1000Hz	0.5~ 1000Hz	10~ 2000Hz	1~400Hz	0.5~ 150Hz
灵敏度	20mV/ mm/s	20mV/ mm/s	100mV/ mm/s	50mV/ mm/s	8V/mm
质量	480g	375g	500g	450g	460g
供电电源	无	两线制 供电	无	-15~ -30V DC	-24V DC, ±12V 可选
使用效果	在中国 火电机组 上有大量 应用,在 水电机组 上应用很 少	未见在 中国水电 机组上应 用	在中国 部分水电 机组上有 应用,由 其配套的 监测仪表 低频补偿 后频响下 限 可 达 2Hz	在三峡 左岸电站 Alstom 机 组上有应 用,但效 果不理想	在中国 水电机组 上得到大 量 应 用, 效果比较 好
价位	适中	昂贵	昂贵	昂贵	便宜

3.1.5 压力传感器

水轮机组的稳定性很大程度上是由水力因素引起的,所以,对机组各过流部件的压力脉动进行实时在线监测,是机组状态监测系统的一项重要内容,有利于对机组的稳定性进行深入分析,有利于掌握机组的特性。

水轮机一般设置了比较多的压力表计,通常还设有水力量测盘,有些压力通过压力变送器将信号引入了电站计算机监控系统,状态监测系统可以通过与计算机监控系统通信获得这些压力信号(如上游水位、下游水位、蜗壳进口压力等)。常规的压力变送器具有比较大的阻尼,其测量的是取压点的平均压力,而不是压力脉动。所以,在选择用于压力脉动测量的压力传感器时特别需要注意传感器的响应速度,响应速度足够快也即响应时间足够短的传感器才能比较实时地检测压力脉动。

在选择压力脉动传感器时,首先要求具有良好的动态特性以满足实时监测的要求,其响应速度不应低于1ms;其次要求压力脉动传感器具有较高的测量精度;压力传感器的量程应能满足被测流道中可能出现的最高压力和负压,如装于钢管和蜗壳的传感器应能承受最高水头和最大水锤压力之和,装于尾水管的传感器则应能在负压状态下正常工作。

压力脉动传感器的安装位置要尽可能地靠近取压口,最好将传感器安装在取压口上,如果传感器离取压点比较远,压力脉动在通过长距离的取压管路后会产生衰减、滤波和滞后效应,分析得出的幅值、频率和相位都会失真,严重影响测量精度和可信度。在常规的能量试验中,为了获得比较稳定的压力测量值,压力传感器装在由多个取压管路连通的均压管上,这样测得的压力是多个取压点的平均压力,已不能反映具体某一取压点处的真实压力,所以,压力脉动传感器不能装在任何均压管上。

目前,在国内水电机组状态监测系统中应用较多的压力脉动传感器有瑞士 Keller 公司的 21S 系列压力传感器(如图 5.9-17 所示),其量程可选,响应速度为 0.5ms,可较好地满足水轮机组压力脉动的测量要求。



图 5.9-17 压力传感器

3.1.6 气隙传感器

世界上从事水轮发电机气隙监测的以加拿大 Vibrosystem 公司最为知名,也最为专业,其产品在全世界有广泛的应用。其推出的 ZOOM 系统就是以气隙监测为主的一套水轮机组在线监测系统,包含气隙传感器、数据采集单元和监测分析软件。前几年国内有多个水电站采购了该公司的 ZOOM 系统,其中包括三峡左岸电站、泰安抽水蓄能电站、莲花水电站,但由于售后服务跟不上、软件没有汉化等原因,这些电站实际用得并不理想。再者,ZOOM 系统以气隙监测为主,对稳定性监测部分远没有达到国内水电站的要求,与其他系统集成方面也难以满足用户要求。

随着近年来国内机组状态监测系统的发展和水电站开展状态检修的需要,单纯的气隙监测系统越来越难于满足水电站的要求。气隙监测系统作为机组状态监测系统的一个子系统,需要有机地集成于机组状态监测系统,如北京华科同安公司的 TN8000 系统。

气隙监测系统一般由传感器、数据采集单元和监测分析软件组成。其中传感器采用进口产品,而数据采集单元和监测分析软件则由国内厂家自行开发。

气隙传感器的数量通常采用 8 个或 4 个,具体要根据水轮发电机的结构参数来配置。按照加拿大 Vibrosystem 公司的建议,转子直径小于 7.5m 时配置 4 个传感器,大于 7.5m 时配置 8 个传感器;对于发电机转子高度大于 2.5m 的机组,建议在定子上部和下部分别安装 4 个或 8 个。传感器沿周向均匀分布,如布置 4 个测点,通常布置在 +X、+Y、-X、-Y 方位(见图 5.9-18)。

气隙传感器通常由平板电容传感器、专用电缆和信号调理器(前置器)组成,如图 5.9-19 所示。

气隙传感器目前国内还没有成熟产品,国内已安装的基本上全部采用进口产品。由于气隙传感器是粘贴在定子内壁上,粘贴后不易拆卸,且安装工作一般只能在机组安装阶段转子就位之前,或大修期间转子吊出后才能进行,一旦某个

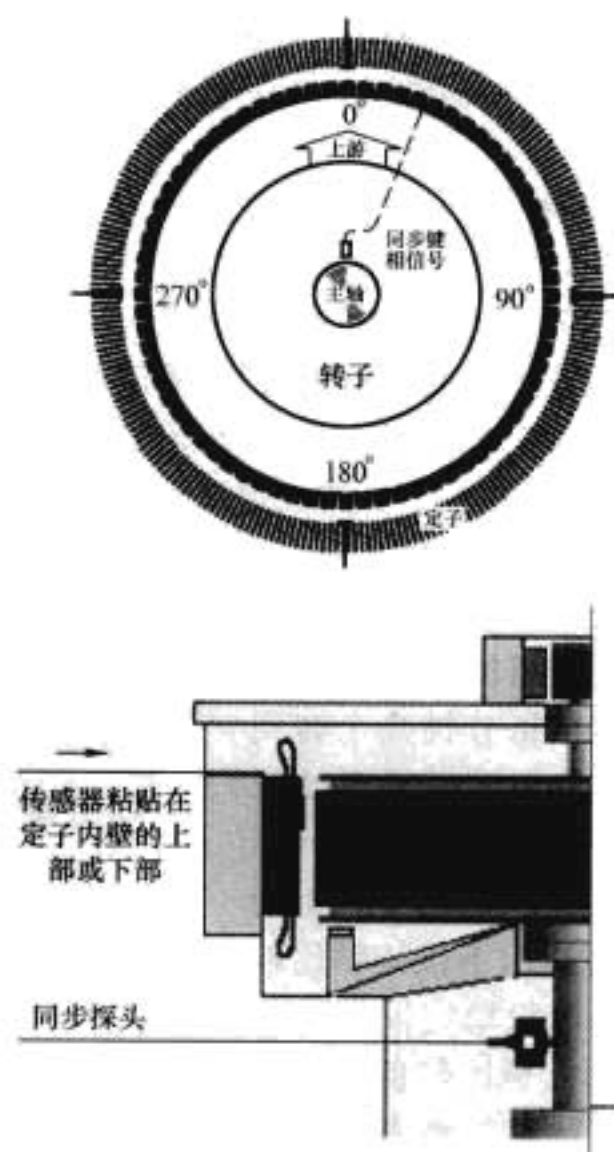
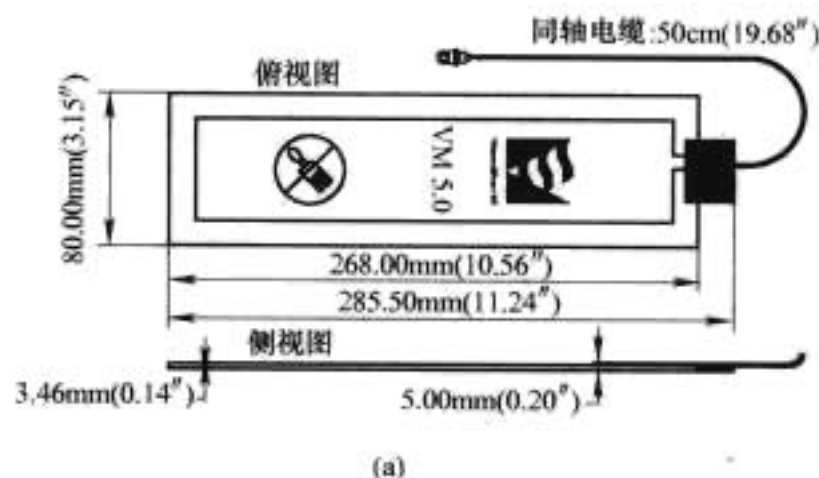
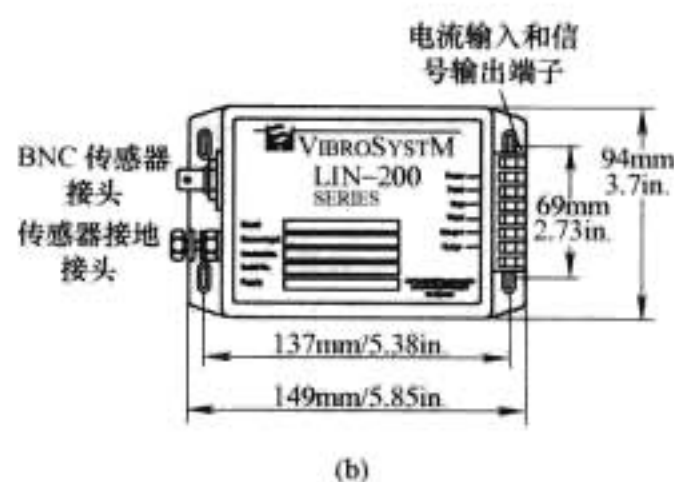


图 5.9-18 气隙测点布置示意图



(a)



(b)

图 5.9-19 气隙传感器

(a) 平板电容传感器; (b) 信号调理器

传感器出现故障,基本上就无法更换,因此,气隙传感器应尽量采用高性能且有广泛应用业绩的高品质的传感器。

世界上生产气隙传感器的厂家主要有两家,即加拿大 Vibrosystem 公司和瑞士 Vibrometer 公司,近年来美国 Bently 公司也推出了气隙传感器。国内已经安装的气隙传感器大部分采用加拿大 Vibrosystem 公司的产品,少部分采用瑞士 Vibrometer 公司的产品,而美国 Bently 公司的产品仅在宜兴抽水蓄能电站有应用。

气隙传感器选型时需要根据发电机的额定气隙值来选择合适量程的传感器型号。需要引起注意的是传感器的测量量程与实际能够测到的测量范围是不同的,因为传感器本身有厚度,粘贴后还有黏结剂的厚度。表 5.9-2 是加拿大 Vibrosystem 公司三种气隙传感器的技术指标。

表 5.9-2 Vibrosystm 气隙传感器技术指标

平板电容 传感器型号	VM5.0	VM3.1	VM3.2
信号调理器型号	LIN-250	LIN-231	LIN-232
测量范围	5~50mm	2~20mm	1~10mm
适用的发电机 设计气隙范围	14~50mm	7~14mm	≤7mm
传感器尺寸 (长度×宽度 ×厚度) (mm×mm×mm)	285.50×80.00 ×3.46	220.50×33.25 ×1.77	198.78×35.56 ×1.15
专用电缆长度 (标准)	10m	10m	10m
传感器使用温度	0~125℃	0~125℃	0~105℃
供电电源	+24V DC	+24V DC	+24V DC
输出信号	0~10V 4~20mA	0~10V 4~20mA	0~10V 4~20mA
灵敏度	0.222V/mm 0.356mA/mm	0.555V/mm 0.888mA/mm	1.11V/mm 1.78mA/mm
测量精度	≤3%读数	≤3%读数	≤3%读数
频响范围	DC 至 1kHz (-3dB)	DC 至 1kHz (-3dB)	DC 至 1kHz (-3dB)

3.1.7 磁通量传感器

磁通量传感器采用平板电容传感器。该传感器价格昂贵，且永久性粘贴在定子内壁上，粘贴后不易拆卸，因此应尽量采用国外高性能的著名品牌且在国内有广泛应用业绩的产品。

国内已经投用的磁通量传感器基本上都是加拿大 VibroSystM 公司的 MFM-100 磁通量测量链（如图 5.9-20 所示），它由 MFP-100 探头和 MFC-100 信号调理器组成。当同空气间隙系统一起使用时，该探头安装在空气间隙传感器之前的叠片上。MFC-100 提供两种类型的输出：对应每一个转子磁极提供了最大值以及原始磁场密度，并可绘制每个磁极的磁场剖面。

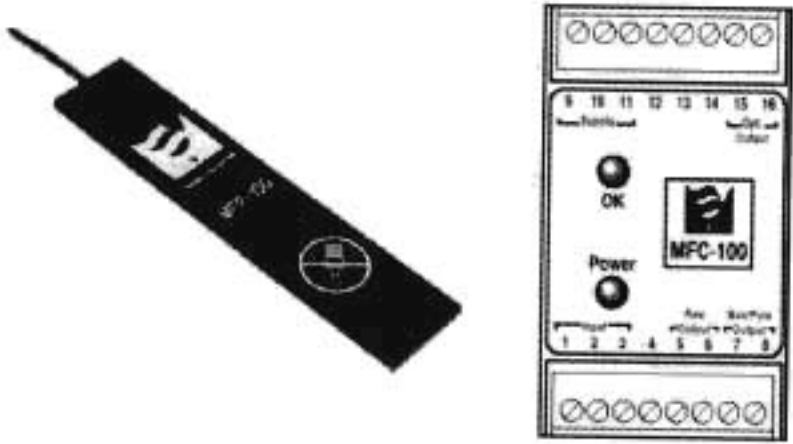


图 5.9-20 磁通量传感器

发电机磁通量监测系统由传感器、数据采集单元和分析软件组成，其数据采集单元一般与气隙监测单元共用。

3.1.8 局部放电传感器

发电机局部放电监测在国外开展得比较普遍，产品比较成熟，已有大量应用；而国内在局部放电监测产品开发方面起步较晚，目前仍以清华大学、西安交通大学、上海交通大学等几个高校研究为主，没有形成有核心竞争力的商业产品。加拿大 IRIS 公司是世界上从事发电机局部放电监测技术研究和产品开发的专用公司，是局部放电监测技术的开创者和领先者，其独特的自动噪声分离技术、高频检测技术和

数字信号处理技术引领着局部放电检测技术的发展方向。

目前，国内水电机组采用比较多的是加拿大 IRIS 公司生产的 HydroTrac 局部放电在线监测装置（如图 5.9-22 所示）。该装置已在北京十三陵蓄能电站、贵州东风水电站、黄河公伯峡水电站等大中型机组上成功应用。

IRIS 公司的 HydroTrac 系统由 EMC 电容耦合器、HydroTrac 局放监测仪以及监测分析软件组成。一般每台机组配置至少 6 个 EMC 耦合器（最好每一个并联支路配一个耦合器），1 台 HydroTrac 局放监测仪。HydroTrac 局放监测仪检测 EMC 电容耦合器来的信号，将噪声信号与局部放电信号分离，得到局部放电脉冲的数量、幅值和相位，仪表本身带有液晶显示，并带报警输出和通信接口。通过串行通信接口可将数据传送至上位机，由上位机软件作进一步分析。

随着近年来国内机组状态监测系统的发展和水电站开展状态检修的需要，局部放电监测系统作为机组状态监测系统的一个重要子系统，由机组状态监测系统集成，进行统一的数据采集、管理和分析诊断。

局部放电传感器采用 EMC 电容耦合器（如图 5.9-21 所示）。该耦合器实质上是 80pF 的环氧云母电容器，简称 EMC，是局部放电监测技术的基础，它需要永久地安装在水轮发电机定子绕组的母线汇流排上，通常在机组建设阶段或检修时进行安装。这种耦合器由高质量的云母制成，密封在一个特殊配方的环氧化合物体内。耦合器在高于其本身耐压 2 倍的电压下不产生局部放电和表面放电痕迹，每个耦合器都经过了高于 IEEE/ANSI C37.20.2 要求的合格测试后方可出厂。在世界范围内，这种 EMC 耦合器已经安装了 40 000 多个，无一例故障。

80pF 电容耦合器实际上相当于一个高频滤波器，它能够阻挡 50 Hz 或 60Hz 的工频电压信号通过，但允许高频的、上升时间极快的电压脉冲通过，特别易于 40MHz 以上的局部放电信号通过。IRIS 公司可提供 25kV、16kV 和 6.9kV 三种电压等级的耦合器，用户可根据发电机额定电压选择。IRIS 公司的 EMC 耦合器采用高频检测技术，其监测频带范围为 40~350MHz。



图 5.9-21 局部放电电容耦合器



图 5.9-22 局部放电监测仪

IRIS 独创的定时噪声分离技术能够准确地将局部放电信号和噪声信号区分开来。为实现局部放电信号和噪声信号的自动分离，水轮发电机每相至少需要安装 2 个耦合器，最好每个并联绕组支路安装 1 个耦合器。这些耦合器通常是以“差分”配置模式安装的。以每相有两个并联绕组的水轮发电机为例（见图 5.9-23）：两个耦合器（C1 和 C2）的一端分别安装在每相端部。连接两个耦合器另一端的同轴电缆的长度经过适当的配置，使得来自水轮发电机外部的电噪脉冲信号到达局部放电仪的两个输入端的时间恰好相等，而来自

绕组的局部放电脉冲信号到达局部放电仪的两个输入端的时间不等。这样,通过判断来自两个耦合器的脉冲信号到达局部放电仪的时间是否相等,局部放电仪就能够自动地分辨出来自发电机外部的电噪信号和来自定子绕组的局部放电信号,这就是所谓的“定时噪声分离技术”。

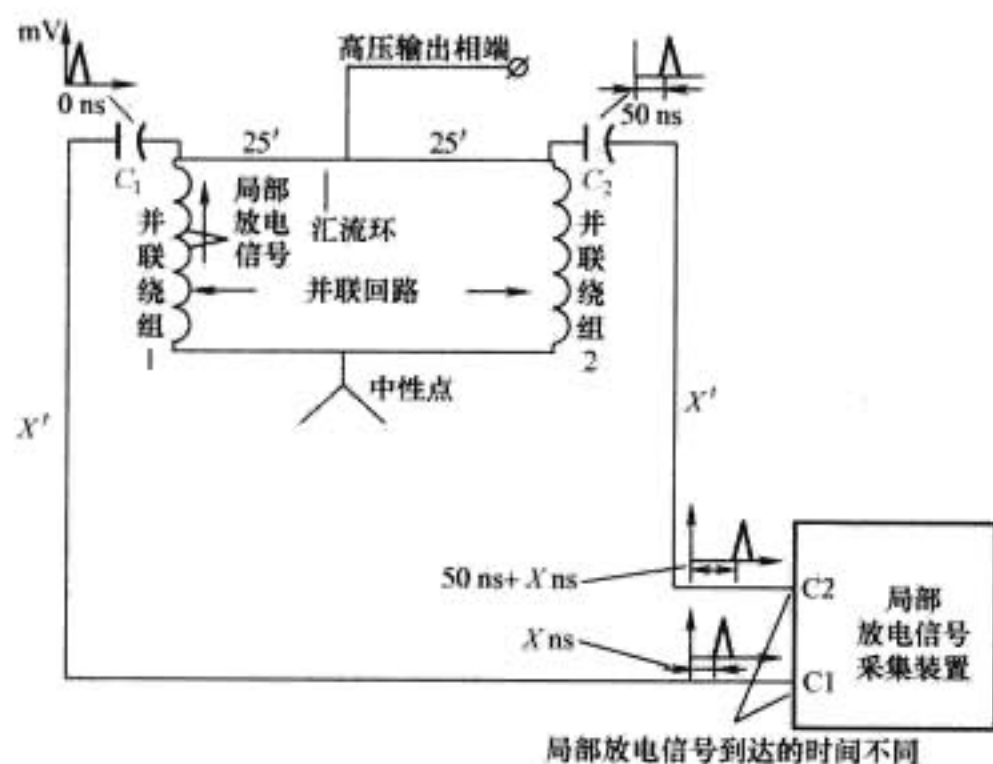


图 5.9-23 定时噪声分离技术原理图

3.1.9 定子绕组端部振动传感器

发电机定子绕组端部电气环境非常恶劣,是一个高电压、强交变电磁场的特殊环境,通常进行振动监测使用的磁电式速度传感器或压电式加速度传感器,因对电气环境敏感而限制了其在此环境下的使用。在强电磁场的作用下,金属结构的普通传感器可能产生放电,引起磁场分布的变化,干扰自身的工作,同时含铁磁性材料的传感器本身还存在剧烈的电磁振动和涡流发热,会对线棒绝缘形成严重威胁,降低发电机安全运行可靠性,增加事故的隐患。因此,对含有金属结构的振动传感器在发电机定子端部的应用,应当慎之又慎。目前,国外已经开发出采用光学原理和光纤材料的加速度传感器,解决了在高电压、强电磁干扰以及高爆炸性气体等恶劣环境下的振动测量难题,并已成功地应用于发电机绕组端部振动的在线监测。

典型的定子绕组端部振动传感器是加拿大 VibroSystM 公司生产的 FOA-100 光纤加速度传感器(如图 5.9-24 所示)。FOA-100 光纤加速度传感器是一种非导电、抗电磁干扰的振动测量传感器,其光信号处理技术可确保传感器与测量仪表之间极好的电绝缘状态(大于 27kVrms),是危险环境中测量冲击和振动的理想装置,而传统的压电和压阻式加速度传感器在这样的环境中则可能会对机组和人员造成危害,并可能影响机组的正常运行。



图 5.9-24 FOA 光纤加速度传感器

FOA-100 光纤加速度传感器探头由陶瓷与 PPO Noryl

材料制成,无金属材质。内置 10m 光纤,外套 5mm 厚的 PTFE 护管,最小弯曲半径为 80mm。密封引线接头内置光电转换单元,带有配套金属屏蔽接头。FOA-100 光纤加速度传感器的频响范围为 50~350Hz,动态测量范围为 0~40g,灵敏度为 100mV/g,需+24VDC 供电。

每台机所需的端部振动传感器数量需要根据发电机结构确定,一般建议发电机每相的每个支路各配置一个传感器。如发电机每相有 3 个支路,则一台机组需要配置 9 个传感器。

FOA-100 光纤加速度传感器的输出信号可由加拿大 Vibrosystm 公司的 PCU100 测量单元采集,也可由国内专业公司提供的机组状态监测系统集成,作进一步的分析诊断。

3.2 数据采集装置选型

3.2.1 数据采集装置的功能定位

数据采集装置是机组状态监测系统的核心设备,负责各种传感器信号的采集、处理、分析,并以数据、图形、曲线等多种方式进行显示,同时对相关数据进行特征提取,得到机组状态特征数据,并将数据传送至状态数据服务器,供进一步的状态监测分析和诊断。所以,水电机组状态监测系统的数据采集装置应该是带有分析功能的综合性的、智能化的数据采集单元(DAU),而不是单元式的振动摆度监测仪表(TSD)。

3.2.1.1 单元式振摆监测仪表

由于在开展状态监测以前,国内许多机组安装了单元式的振动摆度监测仪表,包括许多引进机组。所以,有必要对单元式的振摆监测仪表进行简述。

单元式监测仪表功能相对比较简单,主要监测振动、摆度的峰峰值,不具有波形采集和分析功能,通常也不带数据存储和管理功能。仪表本身一般带有柱状图或数字显示,同时带模拟量 4~20mA 信号可供计算机监控系统使用,通常每通道还提供两级报警继电器输出。由于这类仪表不具备数据采集、存储、分析和诊断功能,因此已不能适应目前国内水电机组开展状态监测的需要,逐步已被功能强大的机组状态监测系统所取代。

这类仪表的国外代表性产品有美国 Bently 公司的 3300 和 3500 系统(见图 5.9-25)、德国 Schenck 公司的 Vibro-control 4000 系统、瑞士 Vibrometer 公司的 VM600 系统(见图 5.9-26)和加拿大 Vibrosystm 公司的 Vibrowatch 系统。这些系统在中国水电机组上都有部分应用,如三峡左岸电站随机组配套引进了瑞士 Vibrometer 公司的 VM600 系统和加拿大 Vibrosystm 公司的 Vibrowatch 系统,北京十三陵蓄能电站随机组配套引进了美国 Bently 公司的 3300 系统,万家寨水电站在建设阶段引进了德国 Schenck 公司的 Vibro-control 4000 系统。这些系统在中国水电机组上用得普遍不理想,逐步被国内专业厂家开发的机组状态监测系统所取代。

针对国内小型水电站的实际需要,国内厂家陆续开发出单元式的振动摆度监测仪表,其中有代表性的是北京华科同安公司生产的 TMS5100 机组振摆监测仪和北京英华达公司生产的 EN3800 机组振摆监测仪。这两种振摆监测仪与上述进口的几款仪表相比,功能更丰富,具有数据采集、存储和趋势分析功能,带有液晶屏,可显示数据、棒图和趋势曲线,适合暂时不上机组状态监测系统又需要对机组振摆进行在线监测的小型水电机组。这两款仪表在小型水电机组上有比较多的应用。



图 5.9-25 3500 系统

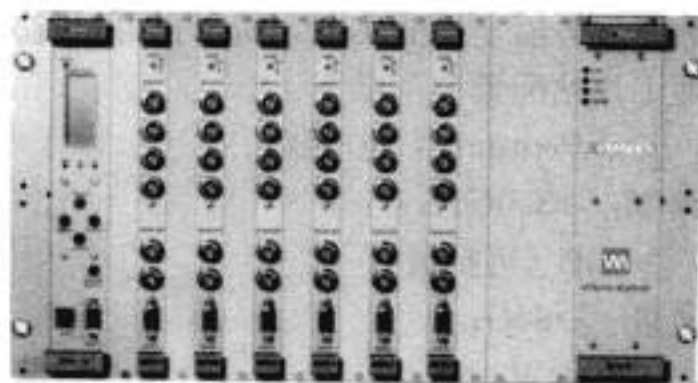


图 5.9-26 VM600 系统

3.2.1.2 数据采集单元 (DAU)

数据采集单元一般带有分析和存储功能，通过高速采集各种传感器的波形数据，经 FFT 变换等数据处理方式进行特征提取，实现时域、幅值域、频域、时差域、传递特性等信号分析，获取较为全面的动态信息，包括幅值、相位、频率、振动波形、轴心轨迹和振动趋势等，并能存储长期的历史数据和实现事故追忆。这些系统一般均能提供波形、频谱、轴心轨迹、趋势分析、瀑布图等专业分析工具，对分析机组状态和事故诊断具有较大帮助。

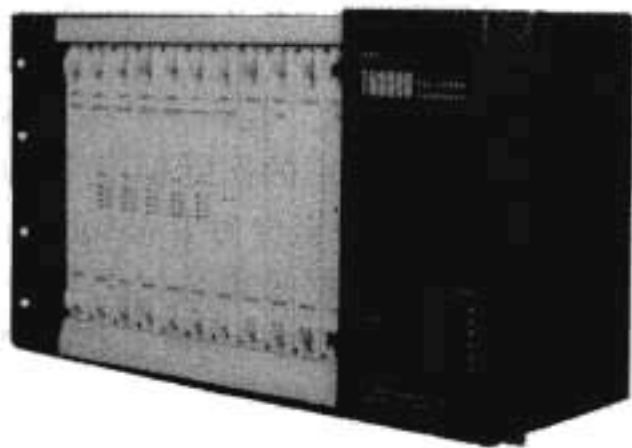


图 5.9-27 TN8000 数据采集单元

数据采集单元本身具备数据采集、分析的功能，所以可以作为一个独立系统运行。但作为全厂机组状态监测系统的一个重要组成部分，数据采集单元的数据往往需要传送到上位机（状态数据服务器），由状态数据服务器再作深入分析和诊断。

数据采集单元一般具有以下主要功能：

(1) 实时监测机组相关参数，如振动、摆度、压力脉动、气隙等数据，以结构示意图、棒图、表格等形式显示。

(2) 能对振动、摆度的波形、幅值、轨迹、相位等进行分析和数据管理。

(3) 能对水压脉动进行时域和频域分析。

(4) 报警预警功能。

(5) 数据存储与事故追忆功能。

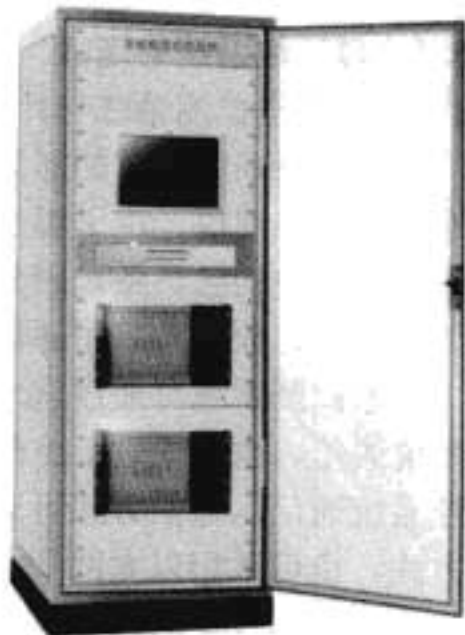


图 5.9-28 状态监测屏

(6) 趋势分析功能。

(7) 网络通信功能。

3.2.2 数据采集装置的配置

数据采集单元需要根据每台机组监测的参数数量和信号类别来确定，一般振动、摆度、压力脉动等稳定性参数共用一个数据采集单元，空气间隙、磁场强度和局部放电等发电机参数共用另一个数据采集单元。所有数据采集单元应集中组屏，置于一标准工业机柜内，并配置液晶显示器，以方便就地监视和维护。屏柜内有时还配置一套交直流双供逆变电源装置，以提高电源可靠性。机柜内还需配置一套传感器电源装置，为各传感器提供工作电源。为实现网络通信，一般机柜内还需配置网络交换机、光纤通信设备。

数据采集装置每路信号应具备 4~20mA 模拟量输出功能，每台数据采集装置应至少配置 8 路独立报警继电器输出，同时还应具有串口和以太网通信接口。

各采集模块前面板应具有通道 OK 指示灯，通道正常工作时指示灯为绿色，当某一通道或某一采集模块出现故障时，对应 OK 指示灯就会熄灭。

数据采集装置对振动、摆度、压力脉动、发电机空气间隙和磁通量信号进行同步整周期采样，确保采集数据的实时、同步和完整。

3.2.3 数据采集装置的技术要求

准确地获取设备运行状态信号，是数据采集装置的基本任务，通过对信号的采集、分析与处理，才能识别设备的运行状态，揭示设备问题的本质原因。因此如何分辨信号的性质，进行信号的分析 and 处理是至关重要的。

水轮发电机组参数信号是由周期信号、非周期信号和随机信号组成，其中低频随机信号是机组运行的固有特性。由于水轮发电机组的这一特性，加上反映机组运行设备状态周期较长，数据处理单元在信号采集和处理上既有它的难度又有它的特殊性，如处理不当，将会造成很大的测量误差。因此，数据处理单元在设计中应该考虑如下技术要求：

(1) 应合理选择采样周期，提高采样数据精度，以数量经济的时域数据获取准确可靠的谱分析数据，尽量减少谱线泄漏，避免栅栏效应。为此应对机组振动、摆度和压力脉动信号进行整周期采样。

(2) 为了分析到较低次谐波，需在软件上实现整周期细化功能，来提高谱分析范围。

(3) 在数据采集速度上，在提高 A/D 板数据转换和数据传输速度的基础上要采用先进的数据处理技术。

(4) 在信号处理上，应注意低频随机信号的处理，需采用低频滤波、相关滤波以及混合滤波技术。

(5) 装置应利用冗余硬件、自诊断和抗干扰等措施达到高可靠性。

(6) 装置中的 I/O 模块应是标准化的、积木式的，结构上是插入式的，应容易替换，可带电插拔。

(7) 装置应提供导轨和锁件以防止插拔模块时，引起损坏和事故。

(8) 所有处理模块组件应该清楚地标明，并且有适当的诊断指示。

(9) 一个组件故障不引起误动作，一个单元故障不影响其他单元。

3.3 上位机及网络设备的配置

上位机设备用于管理和存储从现地采集装置传送过来的信息，并通过相应的软件功能进行显示，并实现与电厂局域

网的连接,实现在电厂局域网上实时发布机组运行信息。上位机系统一般安装在电站主控室内。

3.3.1 上位机系统的配置

上位机系统由状态数据服务器、WEB服务器和工程师工作站组成。

3.3.1.1 状态数据服务器

状态数据服务器用于存储和管理从各数据采集装置传送过来的机组实时状态数据、历史状态数据及各特征数据。它能同时接收和管理稳定性监测单元、发电机运行状态监测单元及其他数据采集处理系统的数据,并需具有良好的扩展性和兼容性。由于全厂所监测机组的所有状态数据均需存储在状态数据服务器中,因此状态数据服务器应该选用高性能大容量的服务器,其硬盘存储容量应满足电站长期数据存储和备份的需要,并应该采用磁盘阵列管理。它同时也可以接收其他数据采集系统的数据,具有很好的扩展性和兼容性。与监控系统的数据通信和与GPS的通信有时也需由状态数据服务器负责,因此状态数据服务器需要有足够的通信接口。

状态数据服务器建议采用高性能的品牌服务器,支持Windows 2000/XP操作系统,其配置应不低于:

CPU: Intel Xeon Processor 处理器, 64 位 2M 二级高速缓存;

时钟频率: \geq 双核 1.86GHz;

内存: \geq 2GB (可扩展);

硬盘容量: 73G (1 万转 SCSI 热插拔硬盘) \times 5, 6 个热插拔插槽, 磁盘阵列卡;

光驱: DVD-RW 16X;

以太网接口: 双 10/100/1000M 以太网口;

显卡: 高性能图形卡;

I/O 接口: 串行口 2 个, 并行口 1 个, USB 口 1 个, 同步时钟接口 1 个;

网络支持: IEEE802.3u, TCP/IP;

操作系统: Windows NT/2000/XP;

键盘, 鼠标;

显示器: \geq 17" 液晶显示, 分辨率 \geq 1280 \times 1024, 其中 X 射线辐射满足国际安全标准, 具有抗电磁干扰能力。

3.3.1.2 WEB 服务器

WEB 服务器负责状态监测系统与 MIS 系统的通信。通过 WEB 服务器, 状态监测系统可以在 MIS 网上发布机组的实时运行状态及历史数据, MIS 网上的所有使用者均可以 B/S 模式和 C/S 模式对机组数据进行浏览和分析。由于 WEB 服务器通过网络单向隔离装置与状态数据服务器连接, WEB 服务器将无法访问状态数据服务器中的数据, 因此在 WEB 服务器中还需存储状态数据服务器存储的所有数据, 即 WEB 服务器还需作为状态数据服务器的镜像数据服务器使用。因此, 一般 WEB 服务器应采用与状态数据服务器同样配置的服务器。其配置应不低于:

CPU: Intel Xeon Processor 处理器, 64 位 2M 二级高速缓存;

时钟频率: \geq 双核 1.86GHz;

内存: \geq 2GB (可扩展);

硬盘容量: 73G (1 万转 SCSI 热插拔硬盘) \times 5, 6 个热插拔插槽, 磁盘阵列卡;

光驱: DVD-RW 16X;

以太网接口: 双 10/100/1000M 以太网口;

显卡: 高性能图形卡;

I/O 接口: 串行口 2 个, 并行口 1 个, USB 口 1 个;

网络支持: IEEE802.3u, TCP/IP;

操作系统: Windows NT/2000/XP

键盘, 鼠标;

显示器: \geq 17" 液晶显示, 分辨率 \geq 1280 \times 1024, 其中 X 射线辐射满足国际安全标准, 具有抗电磁干扰能力。

3.3.1.3 工程师工作站

工程师工作站主要供现场工程师特别是运行人员监测和分析机组运行状态。在工程师工作站上, 授权用户可以对系统进行系统组态、参数设置等工作。工程师工作站的所有功能在状态数据服务器上均能实现, 所以也可以省去。

工程师工作站配置应不低于:

CPU: Intel Pentium 4 处理器;

时钟频率: \geq 3.0GHz;

内存: \geq 1GB (可扩展);

硬盘容量: \geq 80G;

光驱: DVD-RW 16X;

以太网接口: 双 10/100/1000M 以太网口;

显卡: 高性能图形卡;

I/O 接口: 串行口 2 个, 并行口 1 个, USB 口 1 个;

网络支持: IEEE802.3u, TCP/IP;

操作系统: Windows NT/2000/XP;

键盘, 鼠标;

显示器: \geq 17" 液晶显示, 分辨率 \geq 1280 \times 1024, 其中 X 射线辐射满足国际安全标准, 具有抗电磁干扰能力。

3.3.2 网络设备的配置

状态监测系统还需配置相应的网络设备将本系统内各节点连接在一起。网络硬件设备包括网络交换机、光纤连接设备及网络安全隔离设备。电站机组状态监测系统整个网络物理拓扑结构通常采用单星形式, 逻辑拓扑结构为以太网。状态监测网络必须符合工业通用的国际标准 IEEE802.3 以及 TCP/IP 规约, 数据传输速率至少为 100Mbit/s。

由于上位机系统与各数据采集装置之间的距离通常较长, 一般需要采用光纤进行通信。为此, 状态监测系统通常还需要配置用于设备连接的光缆、光纤收发器等设备。

另外, 根据《电力二次系统安全防护规定》(国家电监会第 5 号令), 状态监测系统与 MIS 系统属于两个不同的安全区, 因此在状态监测系统与 MIS 系统之间必须安装单向网络隔离装置。网络安全隔离装置一般安装在状态数据服务器与 WEB 服务器之间。其中状态数据服务器处于内网, WEB 服务器和 MIS 系统处于外网, 数据只能由内网向外网单向传送。网络物理隔离装置应该采用国家电力行业主管部门和国家计算机信息产品安全主管部门检测和认证的产品。

3.3.3 与其他系统的连接

3.3.3.1 状态监测系统与计算机监控系统的连接

状态监测系统所需的部分工况参数如导轴承瓦温、推力瓦温、油温、油位、定子温度、三相电流/电压等, 在计算机监控系统中均已具备, 因此状态监测系统一般不需重新安装上述测点, 而通常采用通信方式从监控系统获取。

状态监测系统可通过就地数据采集装置的通信接口与监控系统通信, 也可通过上位机状态数据服务器的通信接口与监控系统通信。通信方式可采用 RS485 串口通信 Modbus 协议方式, 也可采用以太网 TCP/IP 协议方式, 一般为单向通信, 由监控系统定时向状态监测系统发送数据。通信协议、测点数、通信测点应具备现场组态功能。

3.3.3.2 状态监测系统与时钟同步系统的连接

为便于电厂管理,状态监测系统时钟必须与标准 GPS 时钟同步。状态监测系统的同步时钟尽量采用电站现有的 GPS 卫星接收系统。状态监测系统应既可以通过 RS232/485 串行通信接口方式实现与 GPS 时钟同步,也可以通过接收 GPS 系统的同步时钟脉冲信号方式实现与 GPS 时钟同步。状态监测系统的时钟同步接口一般应配置在状态数据服务器中,再由状态数据服务器通过局域网定时对状态监测网络内的所有计算机进行时钟同步。

3.3.3.3 状态监测系统与 MIS 系统的连接

状态监测系统通过 WEB 服务器与 MIS 网连接,采用以太网 TCP/IP 方式。电厂局域网上的终端用户无需安装任何软件,就能以 WEB 方式实时监测机组运行状态,对机组进行分析诊断。登录用户可以方便地对机组当前和历史运行状态进行监测和分析。

3.3.3.4 状态监测系统与远程诊断中心的连接

状态监测系统通过 WEB 服务器与远程诊断中心连接,只要 WEB 服务器具备连接 Internet 网的条件,就可以方便地实现与远程诊断中心的连接,实现机组的远程监测分析和诊断,及时得到有关专家的技术支持。

4 状态监测系统的功能

水电厂实施状态监测的目的是为了随时掌握和分析机组的运行状态,及时发现机组存在的隐患和缺陷,避免破坏性事故的发生,指导机组运行和检修,保障机组安全经济运行。针对国内水电站对机组状态监测的需求,国内专业公司开发的机组状态监测系统功能越来越强大,性能越来越稳定,实用性越来越好,为保障机组的安全稳定运行发挥了重要作用。

目前,比较典型的机组状态监测系统的功能包括机组振动摆度监测分析、压力脉动监测分析、机组效率监测分析、空气间隙监测分析、磁通量监测分析、局部放电监测分析等,以及在此基础上的性能试验、性能评估、优化运行、故障诊断、状态报告等。

4.1 振动摆度监测分析

通过对机组的振动、摆度以及相关的过程量参数进行实时、并行、整周期采样,并进行相应的处理、计算和特征提取,在有关工作终端上以结构示意图、棒图、数据表格、曲线等形式实时动态显示所监测的数据和状态,界面丰富直观,机组信息和状态一目了然;提供时域波形分析、频域分析、轴心轨迹图、多轴心轨迹图、空间轴线图、瀑布图、轴心位置图、趋势分析等多种专业分析手段,分析机组的稳态数据,以评价机组在稳态运行时的状态;提供相关性分析、瀑布图分析、连续波形等专业分析工具用于分析和评价机组在启停机、甩负荷、变励磁、变负荷等过渡过程中的状态。

4.2 压力脉动监测分析

通过监测各过流部件的压力脉动,实时显示压力脉动的波形和频谱(见图 5.9-37);分析压力脉动的频率成分以及压力脉动随工况的变化情况;分析各压力脉动及其频域特性与负荷、导叶开度之间的关系(见图 5.9-38)。

4.3 空化与能量监测分析

通过获取流量、功率、上下游水位等信息,经过科学的

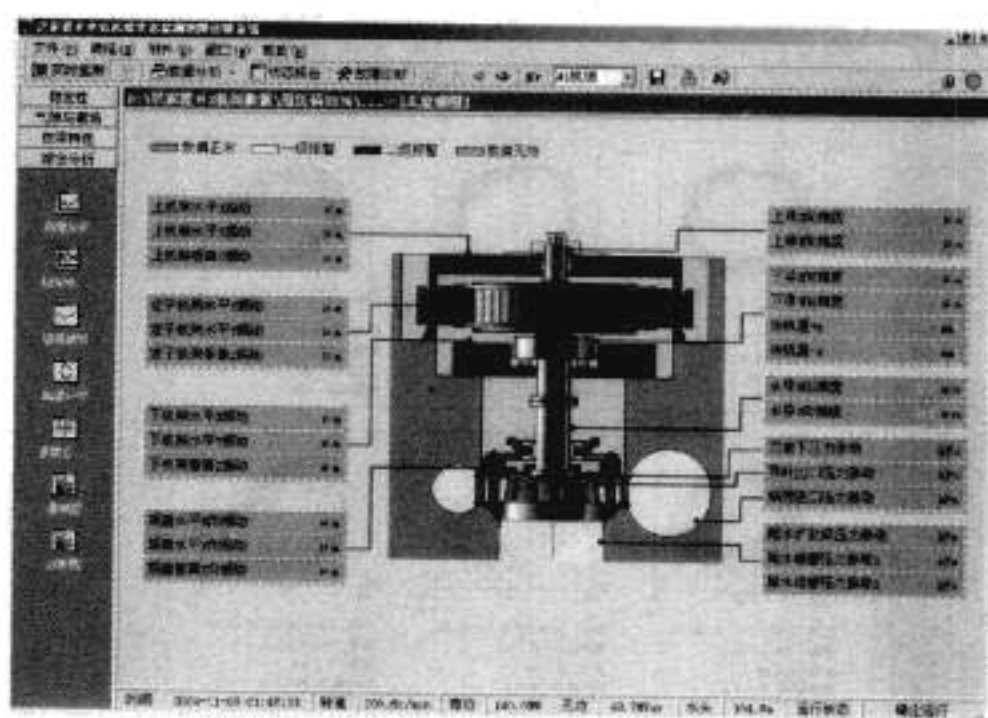


图 5.9-29 主监视图

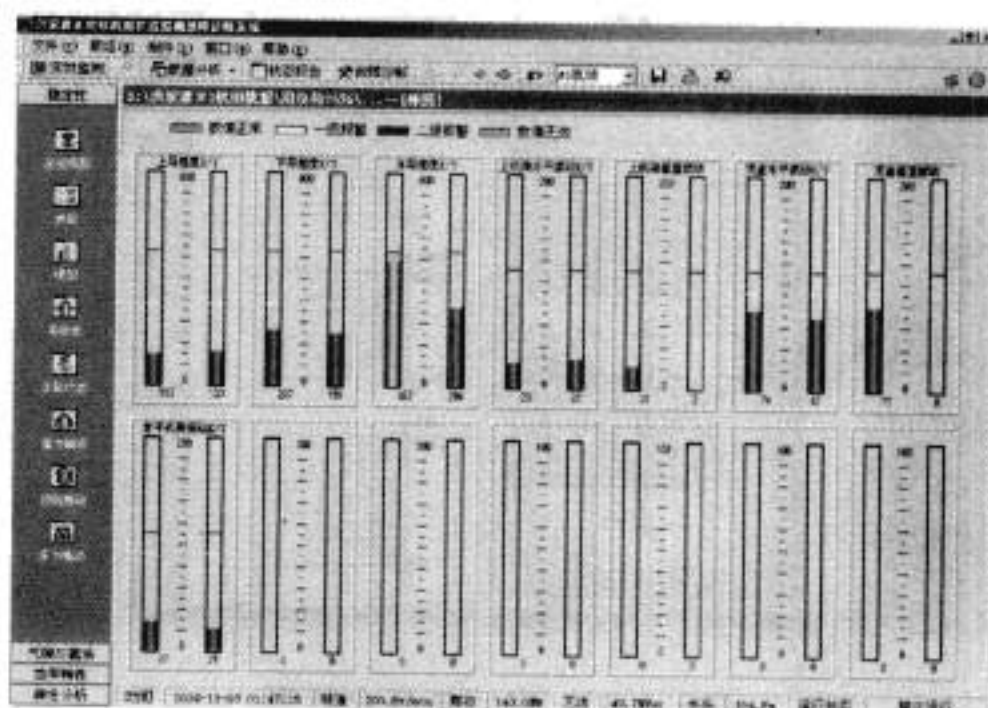


图 5.9-30 棒图

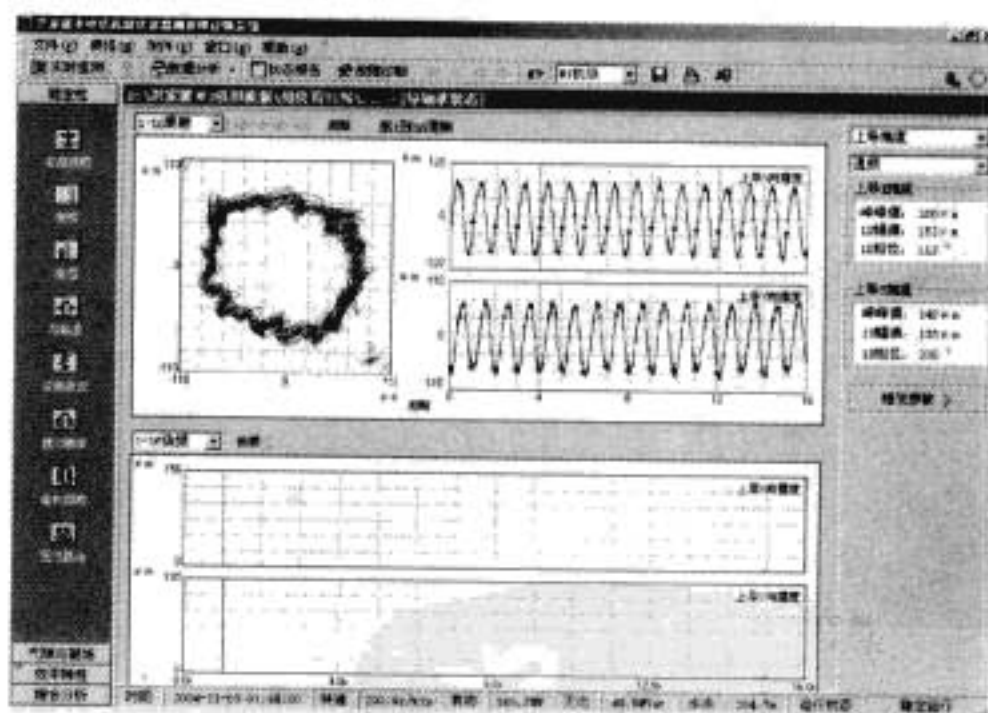


图 5.9-31 波形、频谱和轴心轨迹分析

计算,实现对机组能量特性的实时监测,显示发电机及水轮机的当前运行工况。系统还可以进一步分析机组能量特性与机组的振动、摆度以及压力脉动等的关系,可以随时掌握机组的特性,有利于机组的优化运行(见图 5.9-39)。系统通过长期的数据积累,可以逐步形成实际的运转特性曲线。通过实时高速采集空化噪声信号,自动剔除环境噪声,计算水轮机空化的空化噪声强度,形成空化噪声强度随时间的趋势图以及空化噪声强度随负荷等工况变化的“工况—空化强度”相关趋势图(见图 5.9-40),了解机组容易产生空化的运行工况及空化程度。

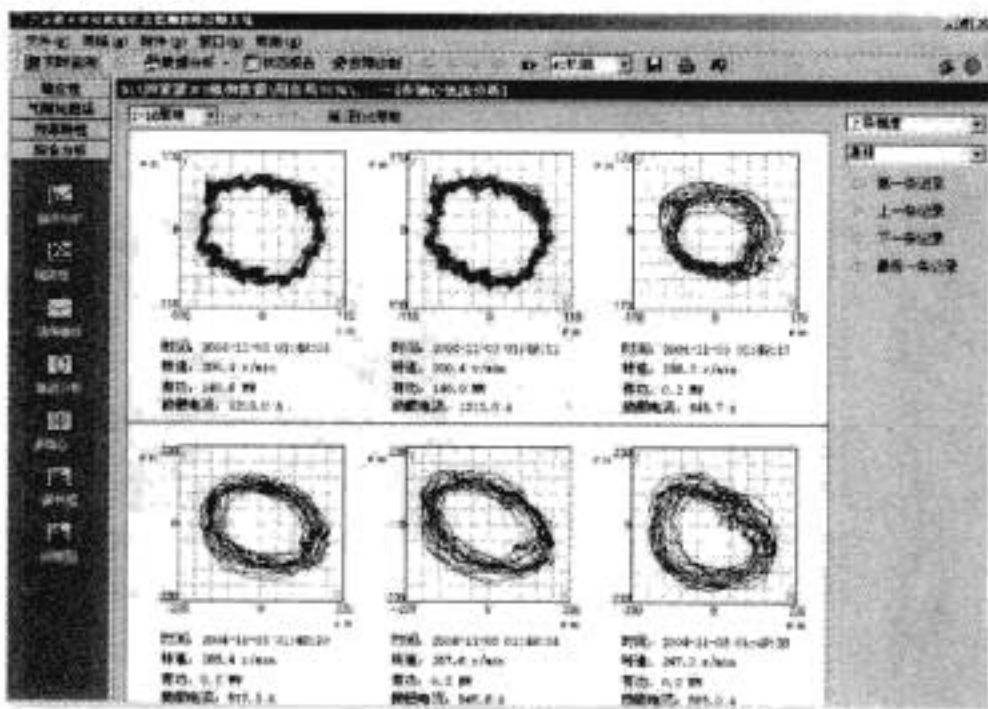


图 5.9-32 多轴心轨迹分析

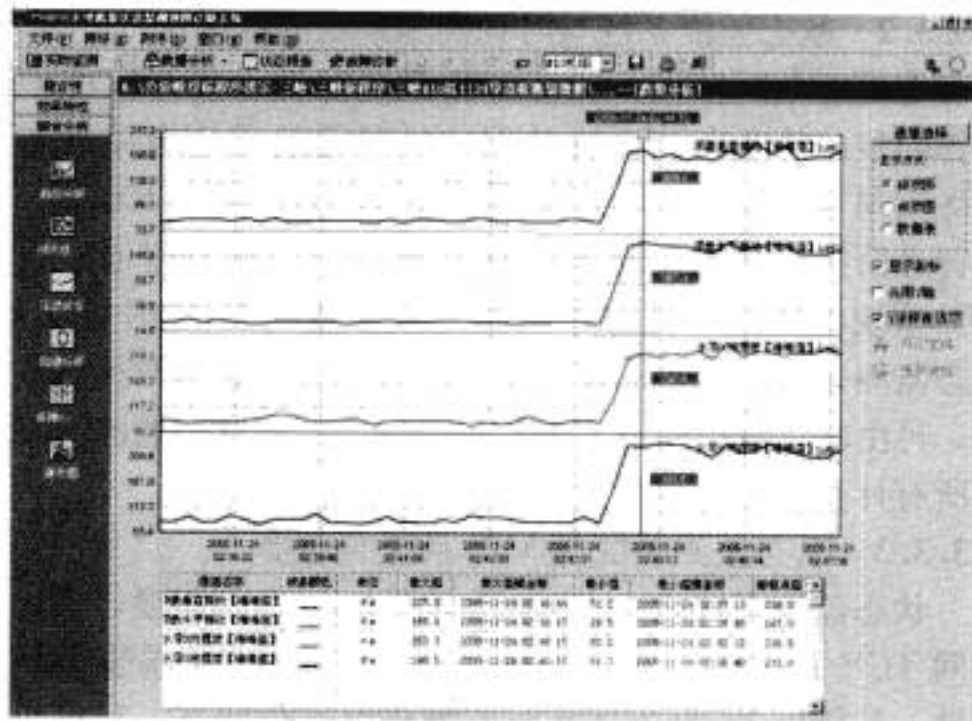


图 5.9-35 事件前后趋势分析

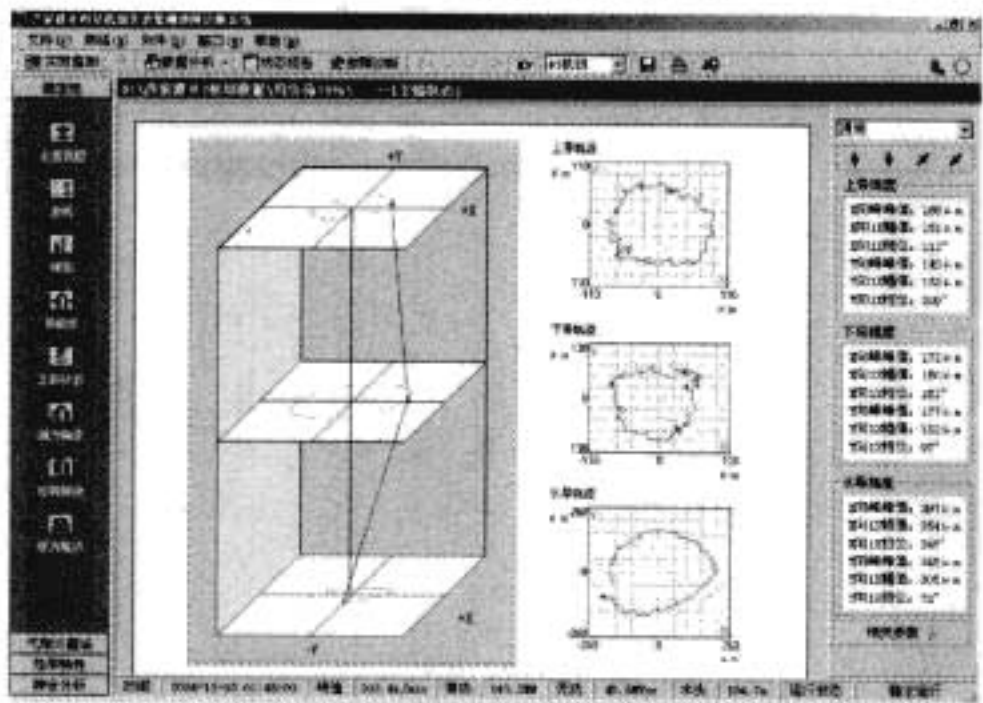


图 5.9-33 空间轴线分析图

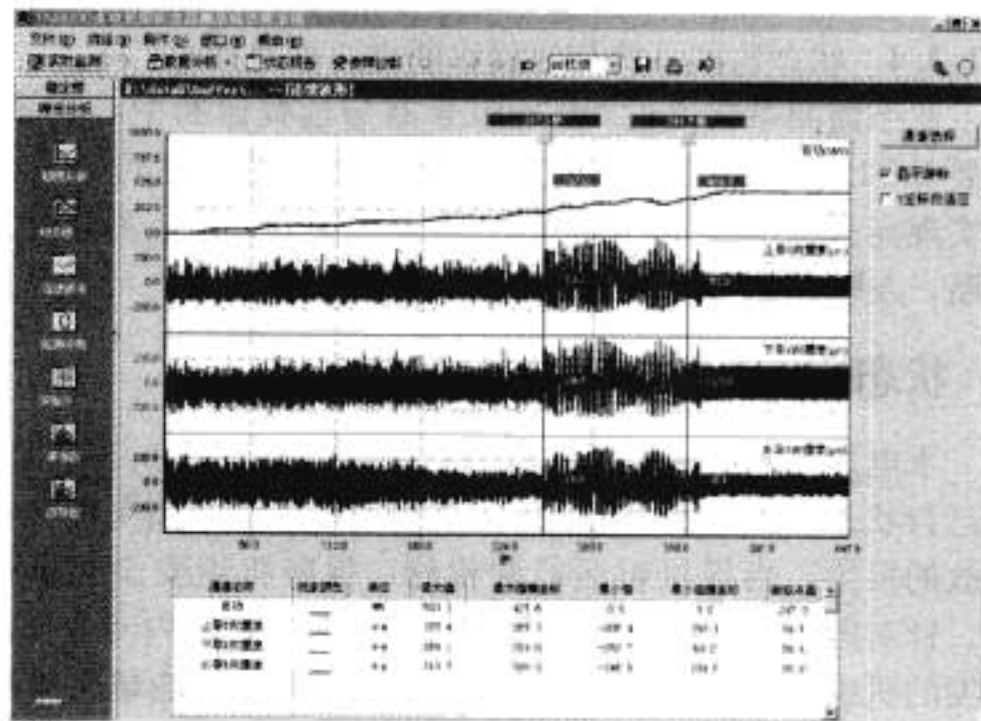


图 5.9-36 变负荷过程连续波形录波

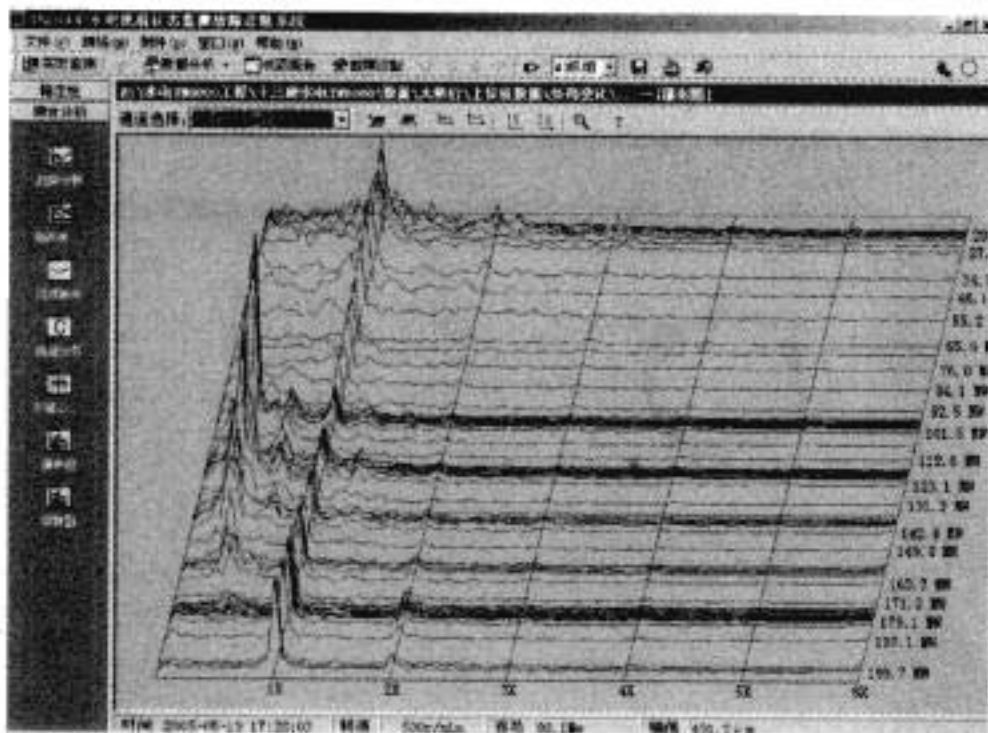


图 5.9-34 水导摆度功率瀑布图

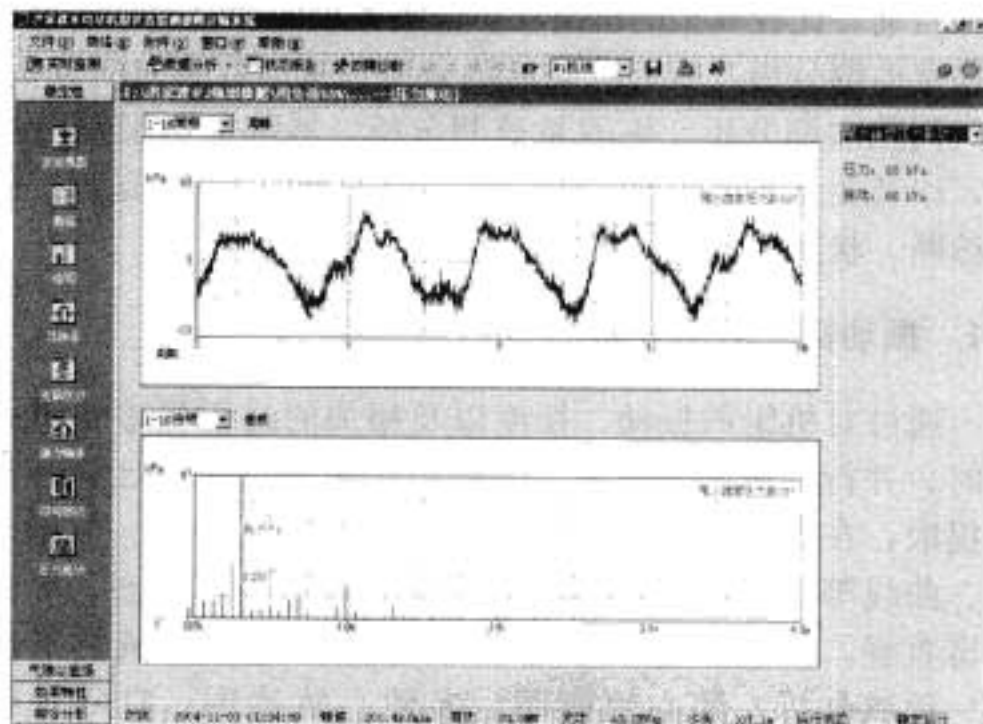


图 5.9-37 压力脉动波形、频谱图

4.4 发电机气隙监测分析

通过对安装在发电机定子内壁的空气间隙传感器信号的采集处理,自动计算发电机定子气隙数据,形成各种图谱,监测各磁极气隙变化趋势,分析判断异常情况或故障,可输出模拟量和开关量报警。通过气隙图实时监测最小气隙、最大气隙、平均气隙及其发生的准确角度和磁极号,给出转子中心和定子中心的偏移量,并模拟磁极周向形貌。真实地描述发电机结构的情况,以及在机械和电气的影响下的运动情况。分析最小气隙、最大气隙以及平均气隙的趋势,提供丰富的信息,可以及时发现和鉴别转子磁极松动等异常情况。监测包括开机过程、甩负荷、停机过程等工况转换过程中各参数及其所反映的发电机定子转子结构的变化过程。

系统能显示定转子圆度曲线(见图 5.9-41)、磁极形貌(见图 5.9-42)、工况转换过渡过程曲线等,并分析气隙不均匀性,为评价机组制造、安装和检修质量提供依据。

4.5 发电机磁场强度监测分析

实时采集磁场强度数据并与磁极的气隙测量值对应,并以数据表格、棒图、磁场强度比较图等方式进行显示(如图 5.9-43 所示),能直观地监测磁场强度的变化;可形成磁场强度随时间变化的趋势图以及磁场强度随负荷等工况变化的“工况—磁场强度”相关趋势图。通过分析各磁极磁通密度的绝对值和相对变化,判断转子绕组匝间短路现象和磁通量不平衡故障。

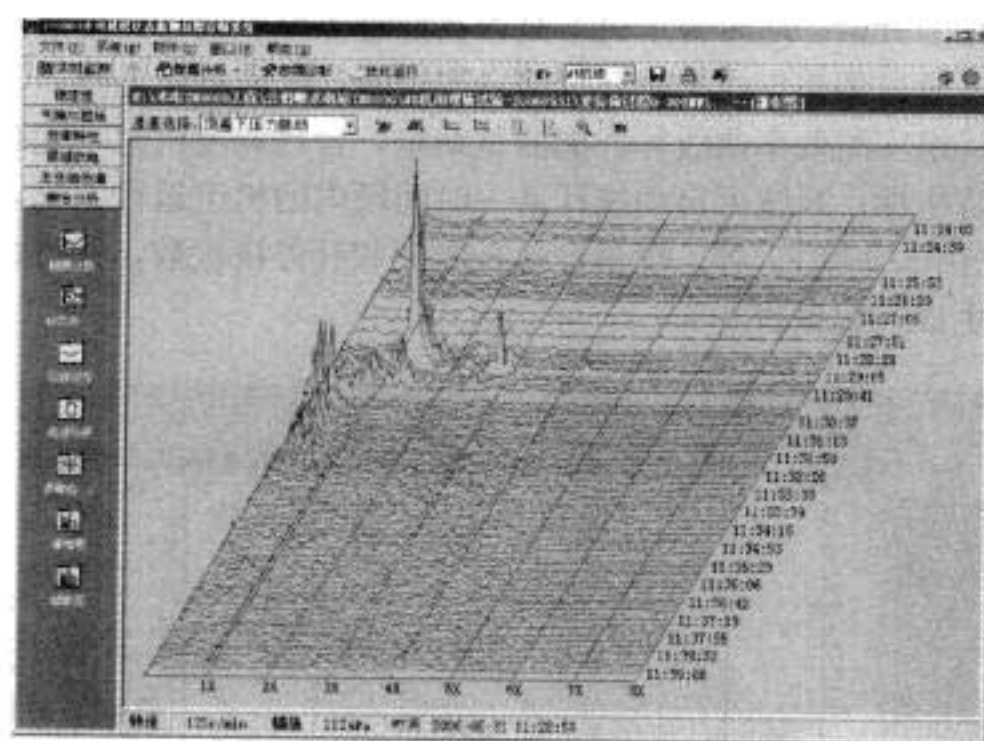


图 5.9-38 压力脉动瀑布图

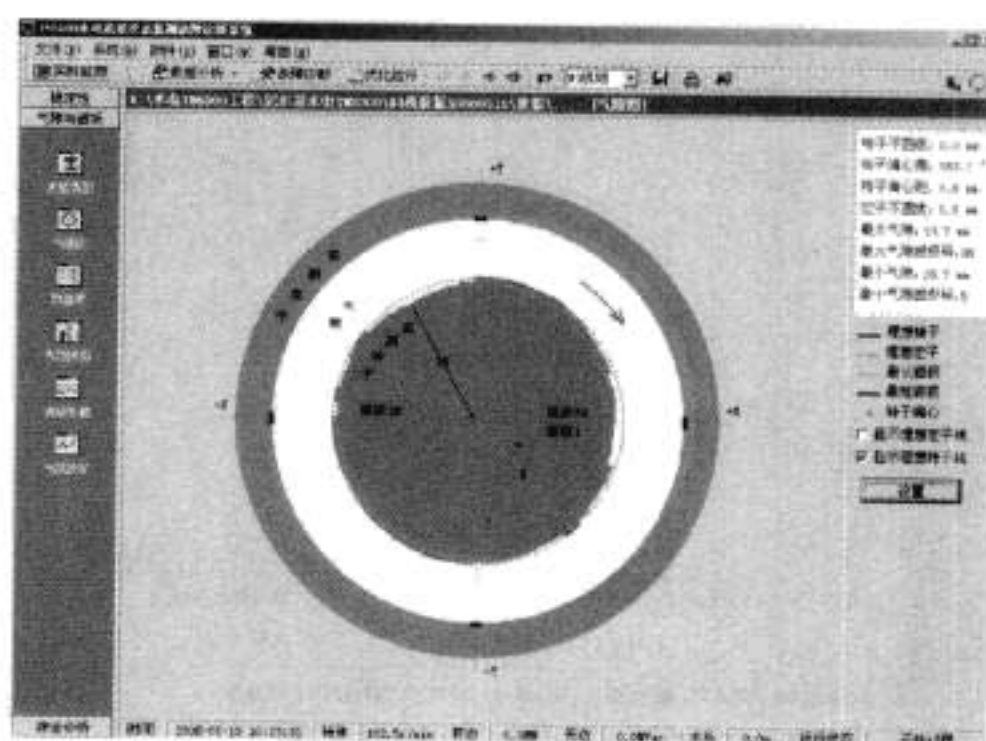


图 5.9-41 定转子气隙图

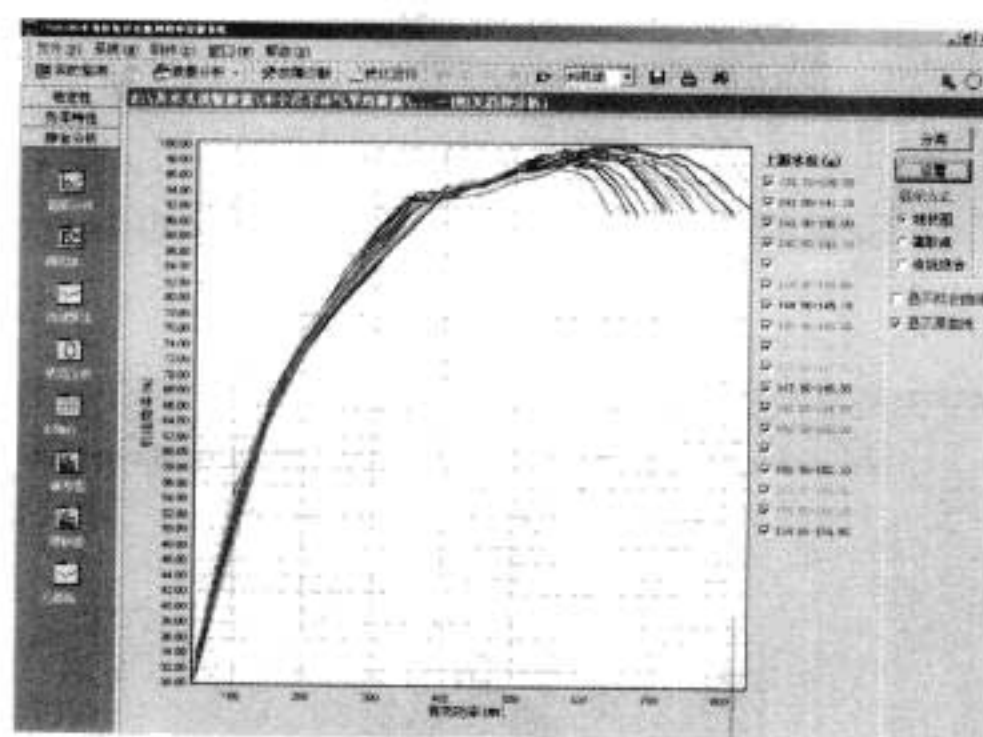


图 5.9-39 不同水头下水轮机效率与负荷关系曲线

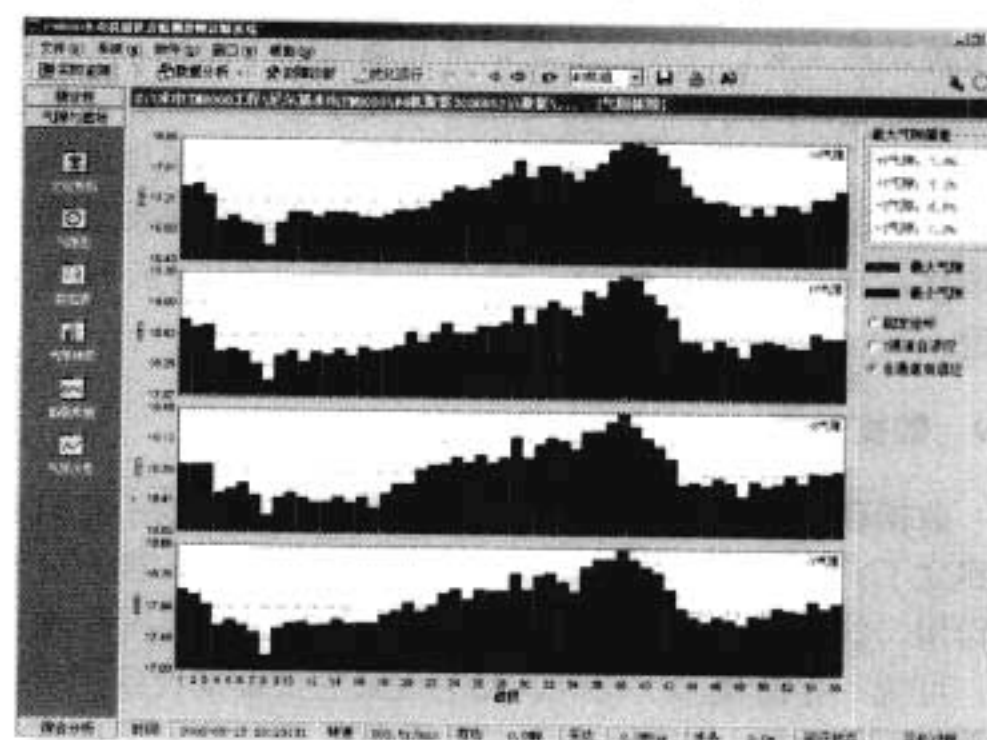


图 5.9-42 磁极形貌

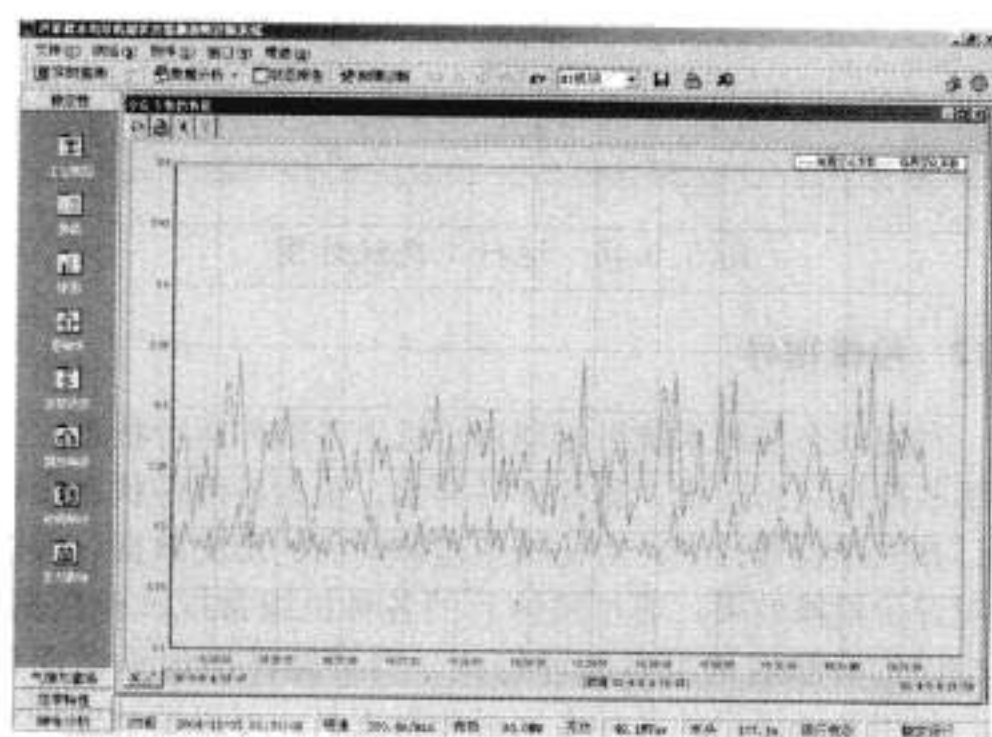


图 5.9-40 空化强度变化曲线

4.6 发电机局部放电监测分析

发电机局部放电监测系统通过采集安装在发电机定子高压出线端的电容耦合器,可连续并自动检测水轮发电机在正常工作时定子绕组绝缘状态,给出局部放电脉冲的各相放电量、放电相位、放电次数;持续检测发电机定子绕组各相的最大局部放电量,并指示当前绝缘状态;放电量变化率分析;提供放电的谱图分析手段,绘制二维或三维曲线,以便更形象地了解发电机局部放电各相关参数的关系;根据历史资料进行趋势分析(如图 5.9-44 所示)。

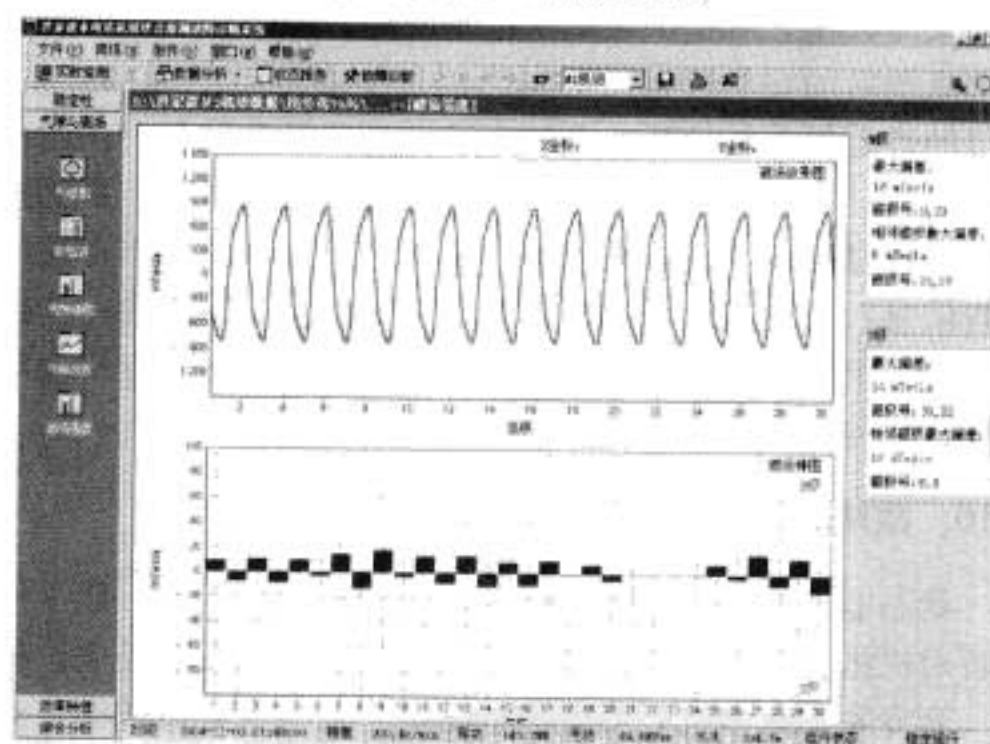


图 5.9-43 磁场强度图

4.7 发电机运行参数监测分析

通过与电站计算机监控系统通信,采集机组各部位瓦温、油温、油位、定子绕组及铁心温度、冷却水温度、发电机定子绕组温度、定子电压和电流、转子电压和电流、有功功率和无功功率、负序电流和零序电流、发电机内角和电势等电气参数,深入分析发电机的运行状态。

4.8 报警与预警

状态监测系统一般具有报警功能,即当测量得到的参数超过设定限值后发出报警信号。由于水轮发电机组的运行工况比较复杂,不同工况下各参数变化很大,用一个限值来判断是

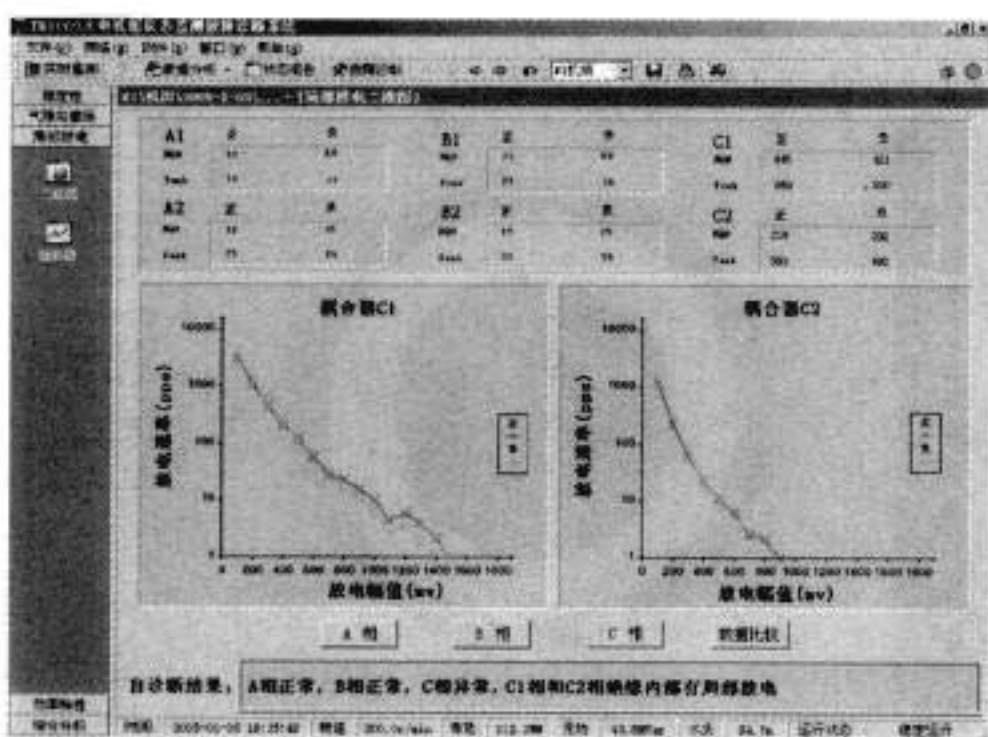


图 5.9-44 局放二维图

否报警显然欠妥，容易产生误报警和漏报警。为此，在限值报警基础上，国内各专业公司相继开发了基于工况的限值报警技术、趋势预警技术和样本预警技术，对水电机组的不同运行工况设定不同报警值和样本数据，为机组提供准确的报警信息，有效实现机组异常现象的早期预警提示和故障报警。

4.9 数据管理

数据存储与管理技术是状态监测系统的关键技术，只有在建立了完整的历史数据基础上，状态监测系统才能充分发挥作用。状态监测系统需提供强大和完备的数据库管理功能，可统一存储覆盖水轮机、发电机及主要辅助设备的所有参数的原始数据、特征数据及样本数据。数据库应采用高效数据压缩技术，可以长期存储机组稳态、过渡过程数据及高密度录波数据。应提供黑匣子记录功能，可记录机组出现异常信息前后的完整数据，确保机组发生事故时能提供完整、详尽的数据供分析诊断。系统应可以自动管理数据，在运行过程中自动对数据进行维护，检查和清理无效数据；系统实时监测硬盘容量信息，在硬盘容量不够时自动向使用者发出警告信息；系统提供定时自动和手工备份数据的功能，并提供备份数据回放功能；系统应提供数据检索功能，方便地对数据进行检索。

4.10 故障诊断

状态监测系统应提供各种专业的分析诊断工具，便于使用者对机组异常状态进行分析诊断。状态监测系统还应该提供一套专家诊断系统，应能对水轮机、发电机等设备的常见故障进行自动诊断，对一些疑难故障辅助电厂专业人员进行诊断。专家诊断系统除了要建立一套先进完备的诊断模型外，更重要的是要建立一套有针对性的故障诊断知识库，并能根据水电站实际运行情况和机组特性进行针对性设计。故障诊断知识库一般具有编辑功能，授权用户可对知识库进行修改、补充、删除等编辑。

4.11 优化运行

系统通过一定时间的数据积累，应能自动统计各个工况下的参数，并根据这些参数生成实际运行的运转特性曲线图。分析各工况点下的效率、振动、摆度、压力脉动、气隙、磁通量值，可以逐步得到机组运行的良好工况区域，明确危险或不良工况区，从而指导机组尽可能避开危险工况区运行（见图 5.9-45）。系统在运行过程中，通过对机组运行

数据的分析，随时警示机组是否在危险工况点运行，提醒使用者通过调整负荷来避开危险点等措施，保障机组寿命；利用机组实测效率曲线等性能测试结果，合理调度机组，优化经济指标；系统可自动统计某一时间段内的机组运行工况点（见图 5.9-46）、各工况累计运行时间和开停机次数，并可自动生成运行报表。

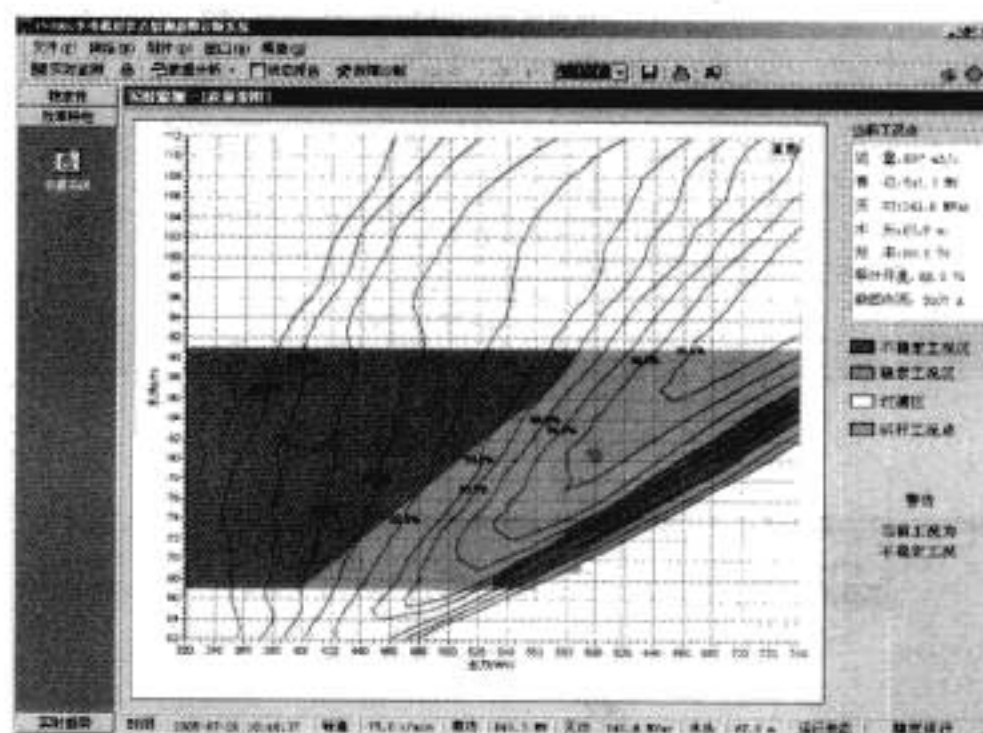


图 5.9-45 优化运行图

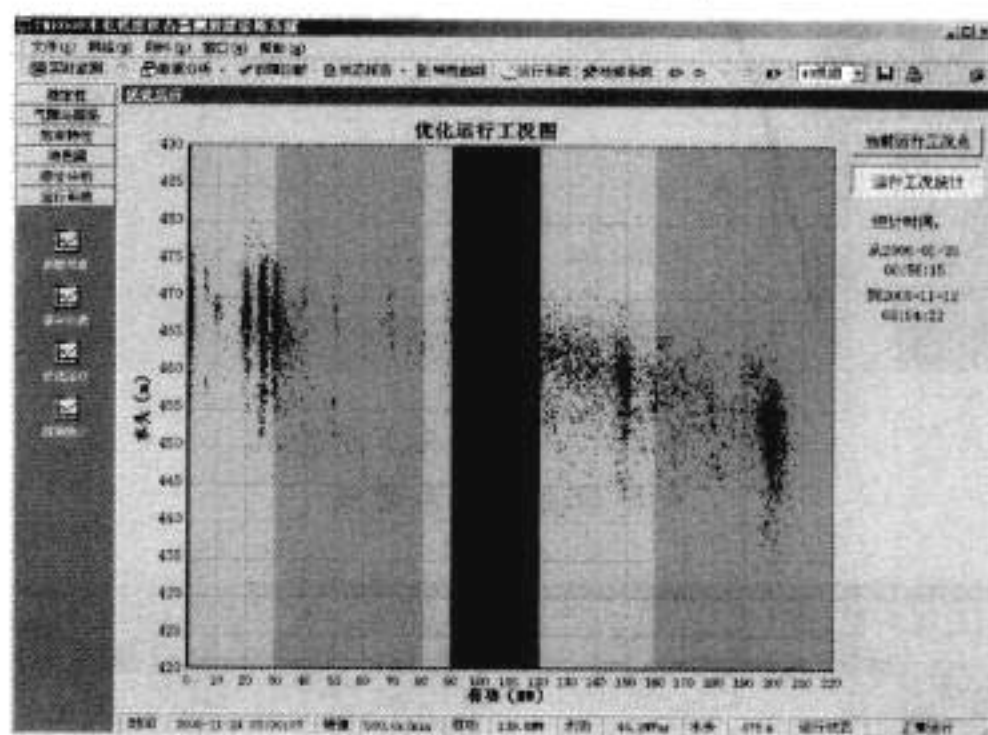


图 5.9-46 运行工况统计图

4.12 检修指导

利用状态监测系统可定期评价机组各部件运行状态，了解哪些部件状态正常，哪些部件异常，根据各部件状态合理制订和安排检修计划；对比机组检修前后的历史数据，可以直观评价检修效果；通过检修后的各种机组常规试验数据，综合评价检修后机组各部件特性。当某部件出现异常现象时，利用系统提供的各种专家级分析工具，可以辅助分析异常原因，指导检修。利用状态监测系统可以分析评价导轴承轴瓦安装间隙是否适当，盘车摆度测量校验，机组轴线调整质量，三导轴承是否同心，主轴法兰连接状态，定、转子对中水平，定、转子不圆度，水力部件状态，水轮机和发电机动平衡状态，电磁拉力不平衡状态，辅助系统运行状态，发电机绝缘状态等。对常见故障提供量化分析，定量给出其对机组稳定运行的影响，为检修提供可靠依据，为实现状态检修打下基础（如图 5.9-47、图 5.9-48 所示）。

4.13 性能评估与试验

利用系统长期自动积累的机组不同工况下的数据和系统试验数据，通过系统提供的各种分析工具，可以动态评估机

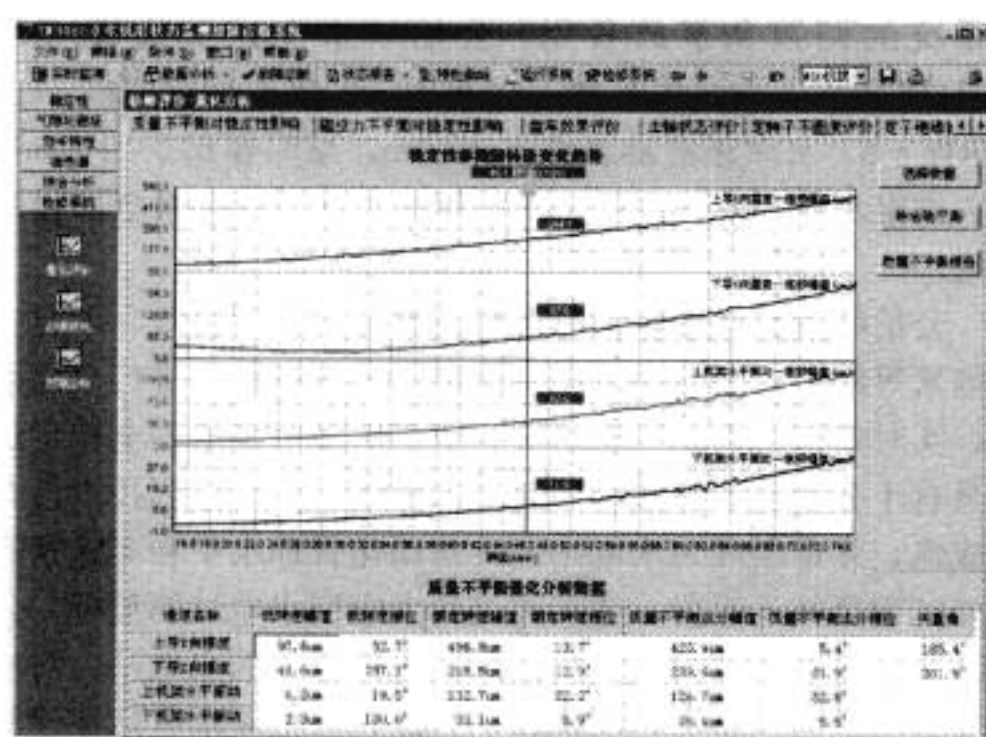


图 5.9-47 质量不平衡量化分析

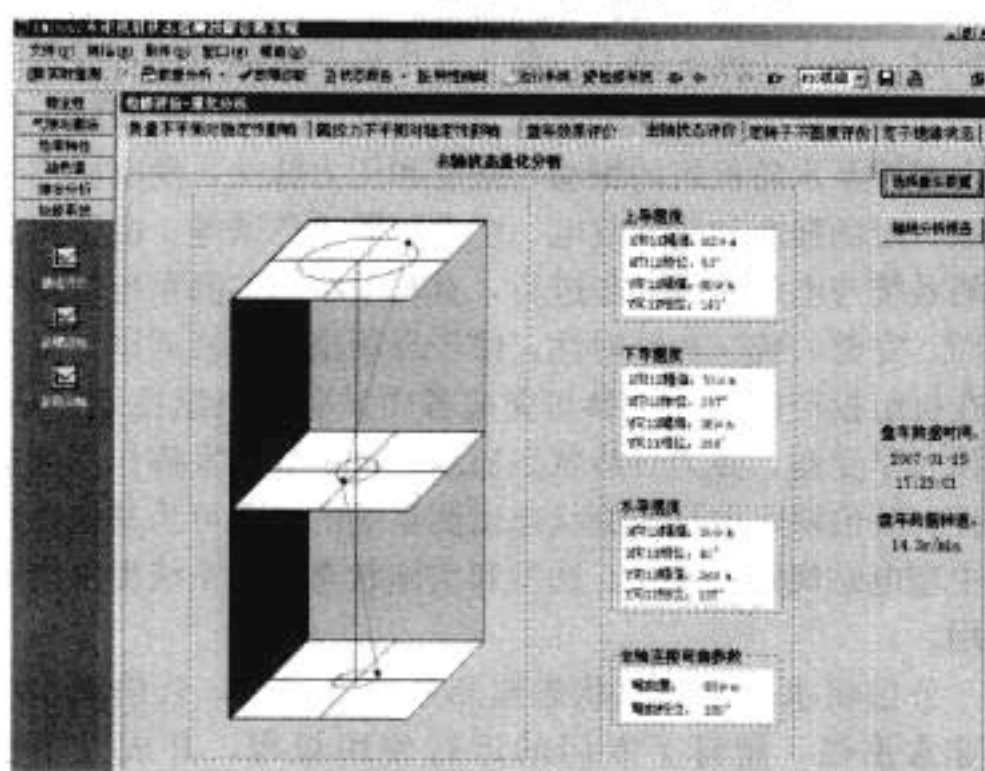


图 5.9-48 主轴状态量化分析

组的动、稳态性能；利用多维相关趋势分析功能可生成机组稳定性参数和转速、负荷、水头、励磁电流、励磁电压之间的相互关系性能曲线，为了解机组特性和查找故障原因提供直接依据。通过各性能曲线可掌握机组不稳定运行工况区和特殊振动区，指导机组优化运行。本系统可以自动或通过人工辅助完成各种现场试验，如机组稳定性试验（变转速试验、变励磁试验、变负荷试验）、机组启停机试验（机组启机过程、停机过程）、过渡过程试验（扰动试验、超速试验、甩负荷试验）、相对效率试验、水头试验、动平衡试验、电磁不平衡试验、发电机惰性停机测试、盘车轴线测量等。通过系统提供性能曲线自动生成工具，使用者不需复杂的操作即可获得机组各种动稳态性能的试验报告和特性曲线；

机架振动、摆度、压力脉动随负荷瀑布图（如图 5.9-49 所示）；

机架振动、摆度、压力脉动连续波形分析图；

机架振动、摆度、压力脉动、效率随负荷变化曲线；

机架振动、摆度、压力脉动随转速变化曲线；

机架振动、摆度、压力脉动、效率随水头变化曲线（如图 5.9-50 所示）；

甩负荷过程性能分析（如图 5.9-51 所示）；

甩负荷过程振动、摆度、压力脉动变化过程；

接力器行程关闭规律；

机组开机过程与惰性停机过程转速变化特性；
机组扰动试验负荷、导叶开度、振动、摆度、压力脉动变化过程；
三维特性曲面（如图 5.9-52 所示）。

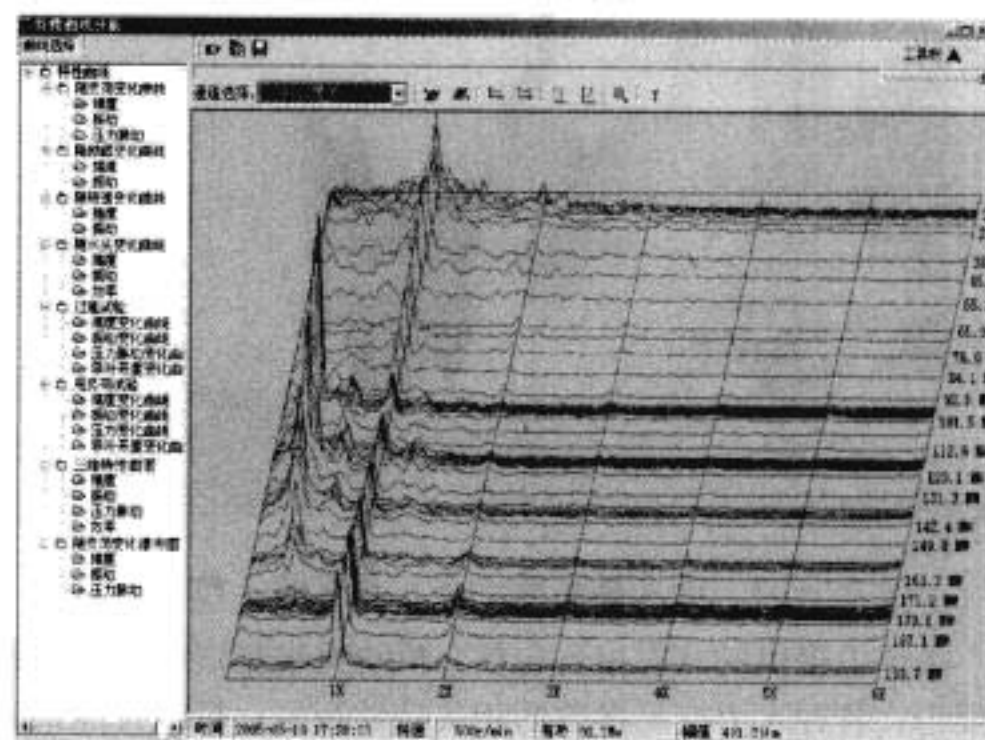


图 5.9-49 水导摆度随负荷瀑布图

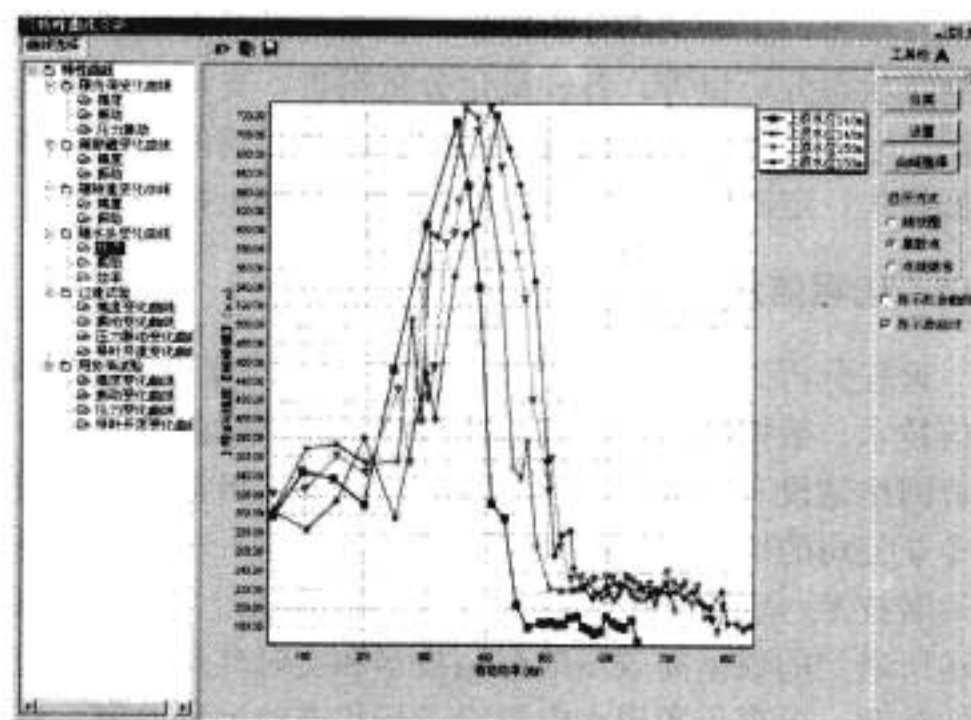


图 5.9-50 不同水头下摆度随负荷变化特性曲线

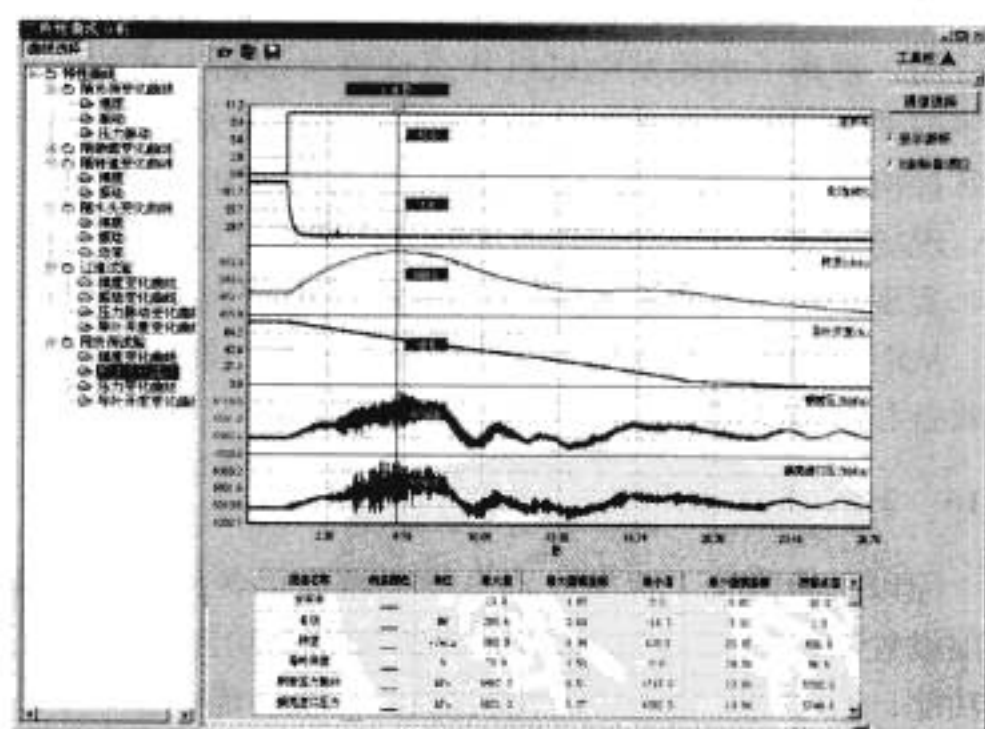


图 5.9-51 甩负荷过程特性曲线

4.14 状态报告

系统应提供实用的状态报告功能，便于使用人员方便地了解和掌握机组的运行状态，充分利用状态监测系统。系统全面支持状态报告的自动制作，全面提供反映机组动稳态特性和机组各部件运行状态变化，使用人员无需繁琐的操作即可得到完整的报告，所有报告采用与 Excel、Word 等标准处理程序兼容的文件格式存储。

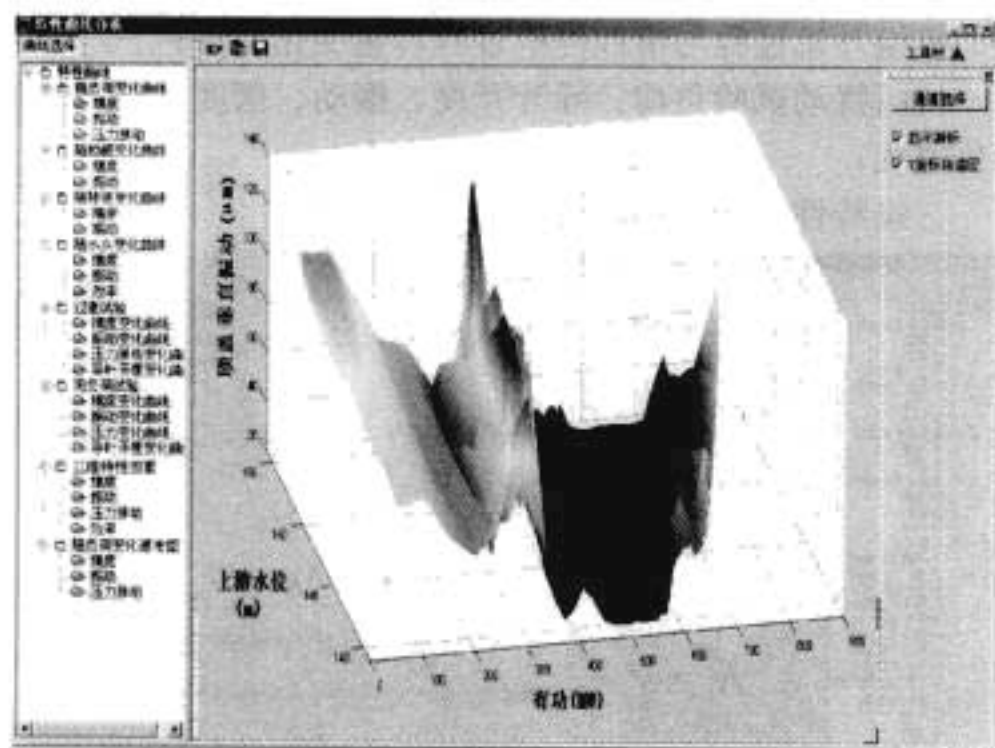


图 5.9-52 顶盖振动随水头、负荷的三维曲面

系统应提供的状态报告包括：反映机组稳定性的相关特性报告；各种水力能量参数的相关特性报告；机组性能试验评价报告，并自动计算试验的相关指标；同工况下特征参数趋势检查报告，为及早发现故障提供依据；典型故障定期分析检查报告；主轴状态分析报告；盘车效果检查报告；发电机绝缘状态分析报告；各种量化分析报告，自动给出质量不平衡、电磁拉力等各种因素对机组稳定性影响的大小；事件分析报告；定期状态分析报告；实时状态分析报告等。

4.15 远程监测分析

远程分析诊断技术是设备诊断技术、计算机网络技术、通信技术、数据库技术和数据发布技术相结合的产物，它是随着网络建设和发展的一项综合性新技术。目前，经过国内各专业公司的努力，国内已经开发了基于 Internet 的远程分析诊断技术，攻克了庞大的状态监测数据通过 Internet 网络传送所遇到的数据高效压缩存储技术和实时高速发布传送技术的难题，可真正实现水电机组运行状态的远程监测、分析和诊断。

基于 Internet 的水电机组远程监测分析技术的开发成功和应用，带来了水轮发电机组状态监测与诊断方式的变革。众多的领域专家远在千里之外就可以“随时随地”帮助水电厂掌握机组的运行状态，进而可以打破现有的以“事后服务，现场服务”为主的诊断服务模式，变被动服务为主动服务，实现对水轮发电机组的早期故障预警以及远程专家会诊，从而大大提高诊断效率，节约服务成本，具有很好的社会效益和经济效益。

4.16 其他功能

除以上功能外，状态监测系统还需提供各种辅助功能：权限设置功能；预览、打印功能；在线帮助功能；在线自诊断功能；网络通信功能；WEB 化监测分析功能等。

5 状态监测系统的典型应用

5.1 实施概况

黄河公伯峡水电站位于青海省循化县与化隆县交界处的黄河干流上，上距李家峡水电站 76km。电站坝址位于西宁以南偏东方向的公伯峡出口处，距西宁市公路里程 153km。公伯峡水电站是黄河上游龙（龙羊峡）—青（青铜峡）段上大型水电站的第四个梯级，以发电为主，兼顾防洪、灌溉和供水综合效益。主要担负西北电力系统基荷、峰荷，同时承

担系统的调频和事故备用。公伯峡水电站共装设 5 台 300MW 机组，总装机容量 1500MW，多年平均发电量 51.4 亿 kW·h。水库正常蓄水位 2005.0m，总库容 $6.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，最大发电水头 106.6m。至 2006 年 6 月，五台机组全部投产发电。

公伯峡水电站水轮发电机组具有运行工况复杂、工况变化频繁等特点，因此对水轮发电机组的运行状态进行全面监测，实时掌握机组的健康状况，对于保障机组的安全稳定运行具有十分重要的意义。同时，水电机组在线监测技术已日趋成熟，并逐渐成为水电站提升自动化管理水平和实施状态检修的重要技术手段，越来越受到大中型水电站的重视。公伯峡水电站作为黄河上游目前最具先进水平的水电站，对机组实施状态监测是必然的选择。为此，公伯峡水电站在建设初期就把实行状态监测纳入了计划，从系统网络结构、监测参数选取、系统功能定位等方面进行了规划设计。在电站建设阶段，同步实施安装了一套北京华科同安监控技术有限公司的 TN8000 水轮发电机组状态监测分析故障诊断系统，监测内容涉及水轮机组的振动、摆度和压力脉动，发电机空气间隙、磁场强度和局部放电、主变压器油色谱等。由于状态监测系统与电站建设同步进行，有利于状态监测系统规划的全面、完整、统一和针对性，便于现场施工安装调试，有利于在机组投产试运阶段参与完成各项试验和机组性能评估，早投入早受益，并为日后状态监测系统更好地发挥作用创造条件。公伯峡水电站实施状态监测系统的经验可为其他在建大中型电站规划、设计、选型和实施状态监测系统提供借鉴作用。

公伯峡水电站机组状态监测系统投运后，公伯峡水电站非常重视，制订了专门的运行使用规程，并成立了由各专业人员参加的使用小组。系统自投运以来，对掌握机组的不稳定工况区、机组变负荷特性、变水头特性，进行机组性能试验，及时发现事故和分析事故原因，起到了重要的作用。

5.2 总体结构

系统总体结构（见图 5.9-53）是在满足公伯峡水电站状态监测远景规划的基础上，结合电厂现有的网络资源，并在充分考虑监测系统的测点配置和日后的系统升级及扩展的基础上确定的。整个系统由传感器、就地数据采集站、状态数据服务器、WEB 服务器及相关网络设备、软件等组成。整个系统有机地融合在公伯峡水电站 MIS 系统中，可与电厂现有的计算机监控系统实现数据交换和共享。状态监测系统可从计算机监控系统中获得相关的机组工况参数，同时可将反映机组运行状态的振动、摆度、压力脉动及发电机气隙的特征数据传送给计算机监控系统。为保证状态监测系统的相对独立，同时满足《电力二次系统安全防护规定》（国家电监会第 5 号令）的要求，在状态监测系统和电厂 MIS 网之间还配置了一套网络单向隔离装置。

数据采集站由一个标准机柜和机柜内相关设备组成，放置在每台机组的发电机层，主要负责各种信号的采集、存储和数据处理。数据采集站内安装有 TN8001 稳定性数据采集箱、TN8002 气隙磁场局部放电和油色谱数据采集箱、液晶显示器及相关网络设备，可实现数据的实时显示、分析和报警，并可实现机组的各种常见试验功能。

状态数据服务器用于存储和管理从各数据采集站传送过来的各种数据，可同时管理多台机组的数据。所有数据由实时数据库进行管理，可实现大容量数据的实时存储和读取。

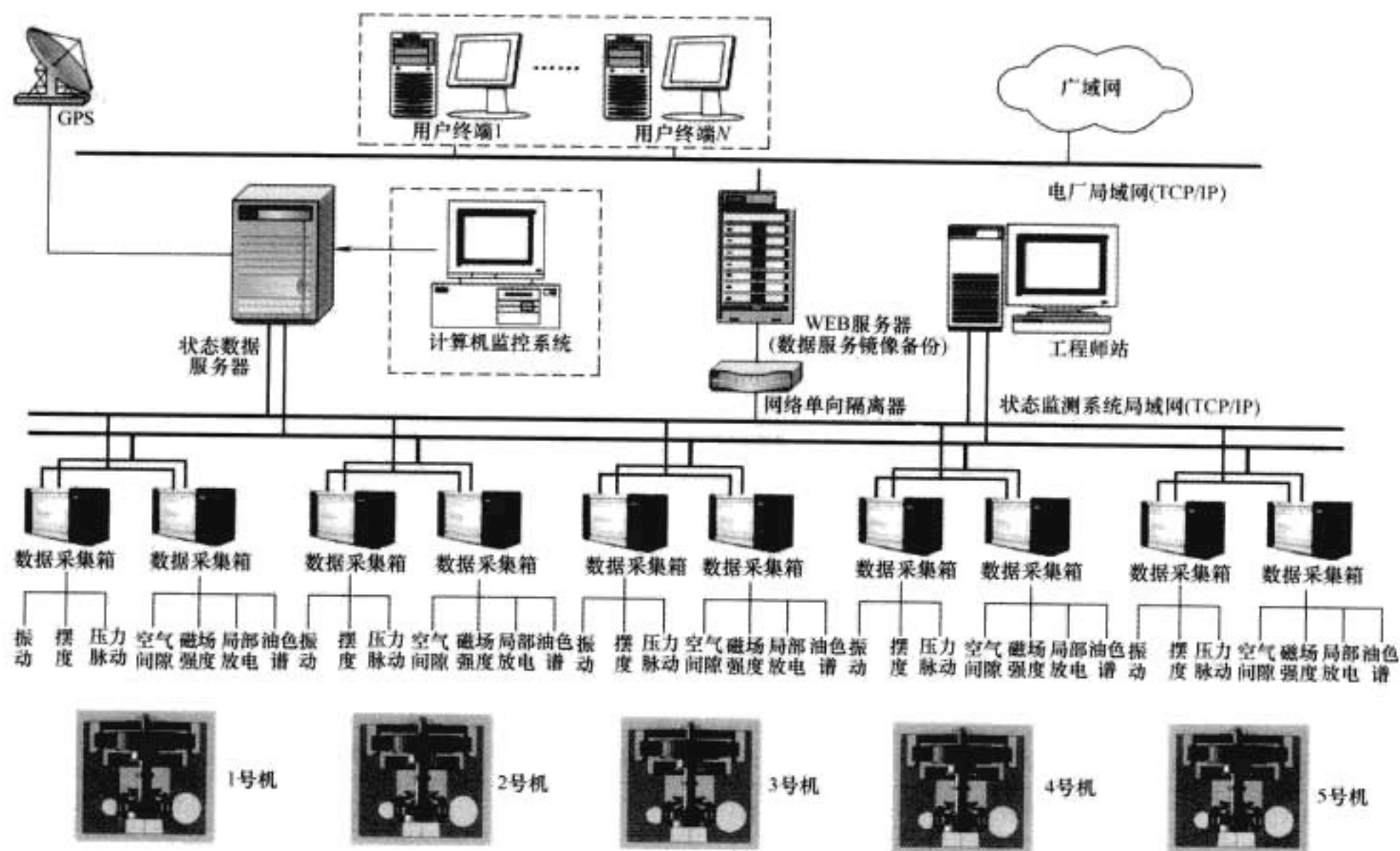


图 5.9-53 系统结构

状态数据服务器安装在电站中控室内，由于与就地数据采集站之间距离较远，因此采用光缆通信。

WEB 服务器安装在电厂在线监测网络与电厂 MIS 网之间，负责发布状态数据服务器中的各种数据及分析诊断结果。

为保证网络可靠性，状态监测系统网络结构采用双网络结构。

5.3 监测内容

测点的选择和布置是获取机组运行状态信号的重要环节，测点布置的合理与否，以及传感器选择正确与否，将直接影响到信号采集的真实性和整个系统的诊断分析、决策判断的可信度。根据公伯峡水电站机组的特点，同时在充分了解水轮发电机组运行特点和常见故障的基础上，确定 TN8000 系统监测内容如下：

- (1) 大轴摆度：上导 X/Y 向摆度、下导 X/Y 向摆度、水导 X/Y 向摆度。
- (2) 机架振动：上机架水平 X/Y 向振动、上机架垂直振动、下机架水平 X/Y 向振动、下机架垂直振动、顶盖水平 X/Y 向振动、顶盖垂直振动。
- (3) 抬机量：大轴 + X、- X 向抬机量。
- (4) 压力（脉动）：蜗壳进口、顶盖下、顶盖止漏环后、尾水管进出口压力（脉动）。

- (5) 导轴承状态：导轴承瓦温、油位。
- (6) 推力轴承状态：推力瓦温、抬机量。
- (7) 发电机空气间隙：8 个传感器，上下两层，周向均匀分布。
- (8) 发电机磁场强度：1 个传感器。
- (9) 发电机局部放电：每相配置 2 个测点，共 6 个。
- (10) 主变压器油色谱：监测 H_2 、 CO 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_2 和 C_2H_6 的气体浓度。
- (11) 键相：用于监测转速和整个系统同步信号。
- (12) 工况参数：水头、有功/无功功率、励磁电流/电压、导叶开度、蜗壳差压、发电机出口开关、励磁开关。

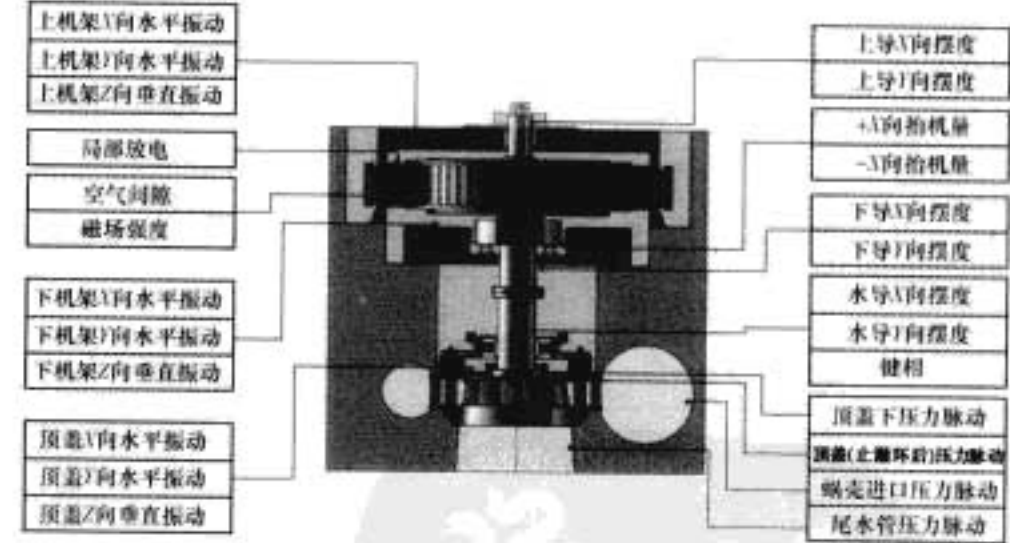


图 5.9-54 测点布置图

5.4 设备配置

表 5.9-3 公伯峡水电站状态监测系统设备配置表

序号	设备名称	规格型号	性能参数描述	制造厂	单位	单机数量	五机数量
1	上位机设备						
1.1	状态数据服务器	X226	Intel Xeon 3.0GHz, 800MHz 总线, 2M 高速缓存, 512M×2 内存, 5×73.4G 硬盘, 双 10/100/1000M 以太网接口, 52XR/48XW/24XE 可读写光驱, RAID6 磁盘阵列适配器	IBM	套	1	1
1.2	液晶显示器	VP2130	21"液晶显示器(1600×1200)	ViewSonic	台	1	1

续表

序号	设备名称	规格型号	性能参数描述	制造厂	单位	单机数量	五机数量
1.3	WEB 服务器	X226	Intel Xeon 3.0GHz, 800MHz 总线, 2M 高速缓存, 512M×2 内存, 5×73.4G 硬盘, 双 10/100/1000M 以太网接口, RAID6 磁盘阵列适配器	IBM	套	1	1
1.4	液晶显示器	VG712S	17"液晶显示器(1280×1024)	ViewSonic	台	1	1
1.5	工程师工作站	X226	Intel Xeon 3.0GHz, 800MHz 总线, 2M 高速缓存, 512M×2 内存, 73.4G 硬盘, 双 10/100/1000M 以太网接口	IBM	套	1	1
1.6	液晶显示器	VG712S	17"液晶显示器(1280×1024)	ViewSonic	台	1	1
1.7	网络隔离装置	SysKeep2000	单向数据传送, 硬件隔离	南瑞	台	1	1
1.8	通信光缆	GYXTW	4 芯多膜光缆	FIBERNET	米	200	1000
1.9	光纤收发器	100M 多膜	0~2km, 双网络结构, 故每台机需要 2 对	FIBERNET	对	2	10
1.10	网络交换机	SF1008V	8 口 10/100M	TPLINK	台	3	3
1.11	UPS 不间断电源	DX3000	3000VA, 塔式, 配备电池放电时间为 60min	梅兰日兰	台	1	1
1.12	打印机	C7000	A3 彩色激光打印机	EPSON	台	1	1
2	数据采集站设备						
2.1	振动、摆度、压力脉动、键相数据采集箱	TN8001	内置 CPU 卡、数据采集模块, 2 个扩展串行口, 2 个以太网网络接口	华科同安	套	1	5
2.2	气隙、磁场、局部放电数据采集箱	TN8002	内置 CPU 卡、数据采集模块, 2 个扩展串行口, 2 个以太网网络接口	华科同安	套	1	5
2.3	状态监测屏柜		2200mm×800mm×600mm	国产	个	1	5
2.4	机柜内传感器电源	TN8016	向各种传感器提供电源	华科同安	套	1	5
2.5	交直流逆变电源	1kVA		CDK	台	1	5
2.6	液晶显示器	T502	15"液晶显示器	BENQ	台	1	5
2.7	网络交换机	SF1008V	8 口 10/100M	TPLINK	台	2	10
3	传感器						
3.1	摆度传感器	IN-081	一体化涡流传感器, 灵敏度 8V/mm, 测量范围 2mm	Schenck	个	8	40
3.2	键相传感器	IN-081	一体化涡流传感器, 灵敏度 8V/mm	Schenck	个	1	5
3.3	低频速度传感器(振动传感器)	MLS-9	频响: 0.5~150Hz, 用于发电机上架、下机架和水轮机顶盖振动测量	豪瑞斯公司	个	9	45
3.4	压力脉动传感器	21R	精度: ±0.2%, 响应速度: 0.5ms	KELLER	个	5	25
3.5	气隙传感器	VM5.0	测量范围 5~50mm, 灵敏度 0.356mA/mm	VibroSystem	套	8	40
3.6	磁场强度传感器	MFM100	测量范围±1.5T	VibroSystem	套	1	5
3.7	电容耦合器	EMC	电容耦合器, 80μF, 25kV	IRIS	套	6	30
3.8	局部放电在线监测仪	Hydrotrac	每台机配 IRIS 公司生产的 Hydrotrac 局部放电在线监测仪 1 台	IRIS	台	1	5
3.9	安装附件		专用电缆、端子盒、接口、附件	IRIS	套	1	5
3.10	PDD 分析软件	PDView	PDD 局部放电分析软件	IRIS	套	1	1
4	安装材料及辅件						
4.1	信号屏蔽电缆	KVVP3×0.75 KVVP4×0.75	用于从传感器至监测仪表和数据采集箱之间的信号连接	安琪儿	m	2000	10 000
4.2	传感器支架		全套	华科同安	套	1	5
4.3	就地端子箱		全套	华科同安	套	1	5
5	软件						
5.1	操作系统软件		Windows 2003 Server	Microsoft	套	1	1
5.2	数据库软件		SQL Server 2000	Microsoft	套	1	1

续表

序号	设备名称	规格型号	性能参数描述	制造厂	单位	单机数量	五机数量
5.3	TN8000 状态监测 分析诊断全套软件	TN8000	振动摆度监测分析 压力脉动监测分析 机组效率监测分析 轴承状态监测分析 发电机参数监测分析 空气间隙监测分析 磁场强度监测分析 发电机局放系统集成和监测分析 主变压器油色谱系统集成和监测分析 数据管理 优化运行 性能评估 状态报告 故障诊断专家系统 动平衡计算 盘车轴线测量 网络通信 WEB 化软件 远程诊断 系统设置 系统帮助 等模块	华科同安	套	1	1

5.5 主要功能

公伯峡水电站 TN8000 水轮发电机组状态监测系统具有以下主要功能：

5.5.1 稳定性参数监测分析

本系统可实时采集机组振动、摆度、压力脉动、抬机量等稳定性参数，并在相关终端上以结构示意图、棒图、数据表格、曲线等形式实时动态显示所监测的数据和状态。TN8000 系统还提供时域波形分析、频域分析、轴心轨迹图、空间轴线图、瀑布图、相关趋势分析等多种专业分析工具，分析机组的稳态数据，以评价机组在稳态运行时的状态。

5.5.2 发电机空气间隙监测分析

本系统可同步采集安装在发电机定子内壁的空气间隙传感器信号，形成各种图谱，监控各磁极气隙变化趋势，分析判断异常情况或故障。系统可实时监测最小气隙、最大气隙、平均气隙及其发生的准确角度和磁极号，给出定转子不圆度和定转子中心偏移量，并模拟磁极周向形貌。通过各磁极气隙值可分析气隙不均匀性，检查机组制造和维修质量；通过比较不同时刻气隙变化可分析磁极松动和伸长故障。

5.5.3 发电机磁场强度监测分析

实时采集磁场强度数据并与磁极的气隙测量值对应，并以数据表格、棒图、磁场强度比较图等方式进行显示，能直观地监测磁场强度的变化；可形成磁场强度随时间变化的趋势图以及磁场强度随负荷等工况变化的“工况—磁场强度”相关趋势图。通过分析各磁极磁通密度的绝对值和相对变化，判断转子绕组匝间短路现象和磁通量不平衡故障。

5.5.4 发电机局部放电监测分析

可连续并自动监测水轮发电机在正常工作时的定子线圈绝缘状态，给出局部放电脉冲的各相放电量、放电相位、放电次数；持续监测发电机定子绕组各相的最大局部放电量，并指示当前绝缘状态（绕组绝缘良好、绕组绝缘稳定或绕组绝缘正在恶化）；提供放电的谱图分析手段；根据历史数据进行趋势分析。

5.5.5 主变油色谱监测分析

状态监测系统通过通信方式从主变压器油色谱在线分析仪实时获取各特征气体成分，并实现集成，以趋势图、数据

表格、棒图显示和分析主变压器油色谱变化趋势。在油色谱状态异常时，自动启动三比值法和 TD 图分析引起气体含量异常的原因，根据变压器油中多种气体的含量和成分比值等判断变压器中局部放电、局部过热、绝缘纸过热等故障及其发展趋势；区分放电类型与过热类型、油过热与油—绝缘纸过热等，可及早发现变压器内部的潜伏性故障。

5.5.6 过渡过程参数分析

TN8000 系统提供了连续波形、波特图、级联图、多轴心轨迹图、相关趋势图等多种分析工具，为分析和评价机组在启停机、甩负荷、变励磁、变负荷等过渡过程中的状态提供有效分析手段。

5.5.7 报警预警功能

针对公伯峡水电站机组的特点，状态监测系统设计开发了基于工况的报警预警技术，根据水头、负荷、导叶开度等工况将机组运行状态分成不同工况，在各工况下自动建立标准样本数据和各工况报警值，提供限值报警、趋势报警和样本靶图报警，可以有效实现机组异常现象的早期预警提示和故障报警。

5.5.8 事故追忆

状态监测系统提供强大和完备的数据库管理功能，可记录机组出现异常信息前后的完整数据，确保机组发生事故时能提供完整、详尽的数据供分析诊断。系统提供各种专业分析工具实现对事故数据的回放和分析。

5.5.9 故障诊断

状态监测系统提供了一套针对公伯峡水电站机组的故障诊断专家分析系统，可对水轮机、发电机、主变压器等设备的常见故障进行诊断。

5.5.10 性能试验

利用状态监测系统，可以方便地辅助现场进行各种试验，并生成机组动、稳态性能的性能试验报告。

5.5.11 优化运行

系统通过一定时间的数据积累，自动统计各个工况下的稳定性参数，逐步得到机组运行的良好工况区域，明确危险或不良工况区，从而指导机组尽可能避开危险工况区运行。

5.5.12 检修指导

利用状态监测系统提供的量化分析工具和专家级分析工

具,可定期评价机组各部件运行状态;根据分析结果指导机组检修;对比机组检修前后的历史数据,可以直观评价检修效果;通过检修后的各种机组常规试验数据,综合评价检修后机组各部件特性。当某部件出现异常现象时,利用系统提供的各种专家级分析工具,可以辅助分析异常原因,指导检修。

5.5.13 状态报告

状态监测系统提供一套状态报告制作工具,全面提供反映机组动稳态特性和机组各部件运行状态变化的运行报告,所有报告采用与 Excel、Word 等标准处理程序兼容的文件格式存储。

5.5.14 WEB 化方式监测

状态监测系统提供了功能完善的 WEB 服务程序,对系统的所有功能模块均进行了 WEB 化。电厂局域网上的终端使用者无需安装任何软件,就能以 WEB 方式浏览实时监测机组运行状态,对机组进行分析诊断。

5.5.15 远程分析诊断

状态监测系统可方便地利用电厂局域网构建厂级机组状态监测网。设备管理工程师在网络可及的范围内,即可方便地实现机组的在线监测分析和诊断,随时掌握机组的状态,使其状态监测工作更加有效。使用者可以通过 WEB 浏览方式对机组状态进行监测和分析。

5.6 应用情况

状态监测系统在公伯峡水电站投运后,积累了大量历史数据,对掌握机组不稳定工况区、机组变负荷特性,进行机组性能试验,评价机组制造和安装质量,及时发现事故和分析事故原因,均起到了重要的作用。

(1) 通过状态监测系统自动记录的变负荷过程数据,可确定机组的涡带工况。在 102m 水头下机组在 80~190MW 负荷区(如图 5.9-55 所示)摆度、振动和压力脉动均存在低频涡带脉动(涡带频率为转频的 1/4,如图 5.9-56 所示),其中 80~130MW 负荷区涡带最为严重,该区域为机组的严重不稳定工况区,机组应避免在该区域运行。

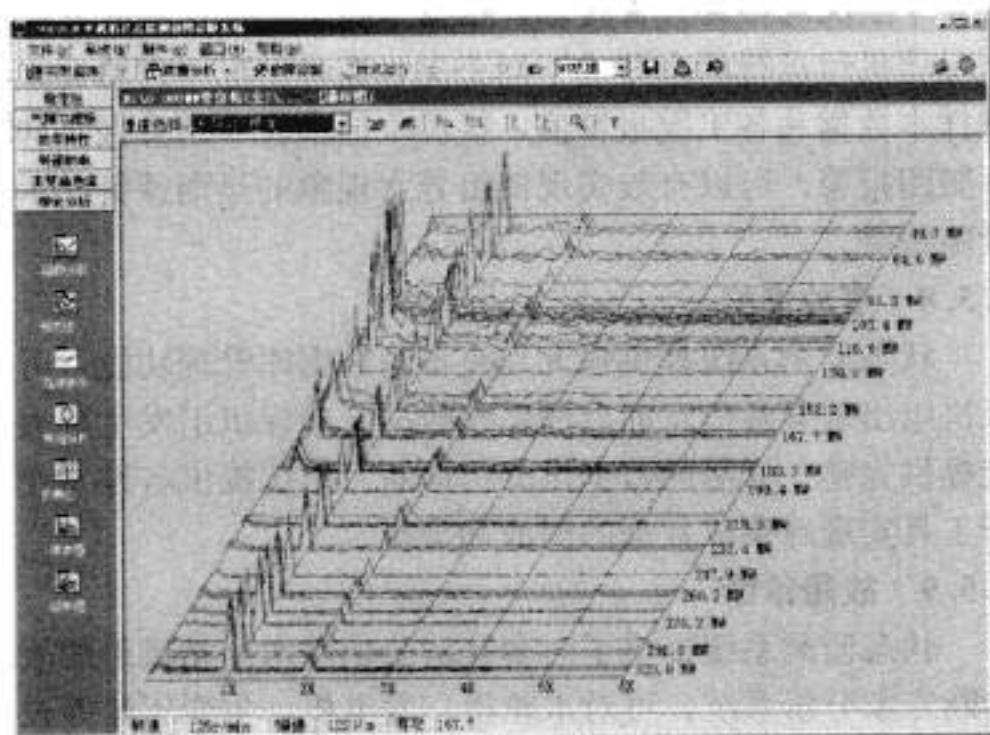


图 5.9-55 涡带工况区分析

(2) 通过状态监测系统自动记录的变负荷过程数据,可确定机组在低负荷小开度工况区存在高频压力脉动。在 102m 水头下机组在 60~80MW 负荷区(如图 5.9-57 所示)各部位压力脉动均存在较大的高频成分,其中蜗壳进口、顶盖下压力脉动和顶盖(止漏环)后压力脉动的高频成分最为显著,频率为转频的 1.4 倍,约 3.0Hz(如图 5.9-58 所示)。在该工况区,机组各部位垂直振动同样存在较大的高频成分振动(如图 5.9-59 所示),其频率与压力脉动的高频

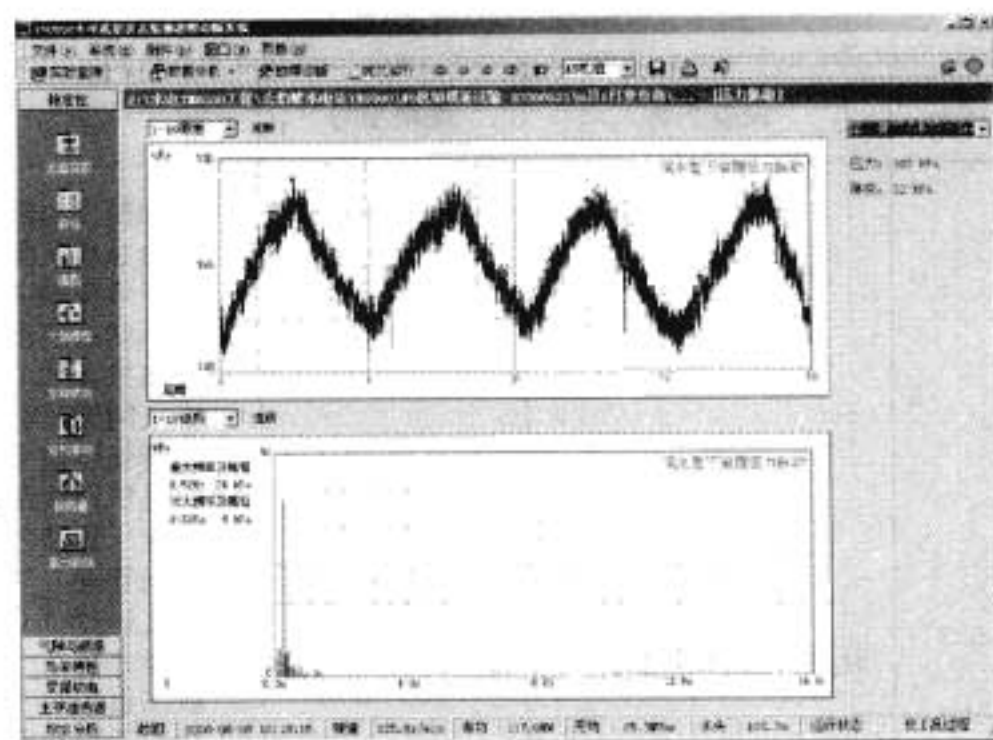


图 5.9-56 涡带工况下尾水管压力脉动(1/4 转频为主)

成分频率一致,可以判断各部件的高频成分振动是由压力脉动造成的。图 5.9-60 为压力脉动和机架垂直振动变负荷过程的参数录波数据,从图中可以更明显看出,存在高频压力脉动的区域为 60~80MW 负荷区。

由于在该高频压力脉动区域,水压脉动和垂直振动均大大超过机组稳定运行允许范围,因此可确定该区域为严重不稳定运行工况区。造成机组存在低负荷小开度高频压力脉动的主要原因是由于尾水水压脉动造成压力钢管水体共振,这是由水轮机、引水系统和尾水管本身结构和特定的运行条件综合决定的,在运行过程中尽量避免在该工况区运行。

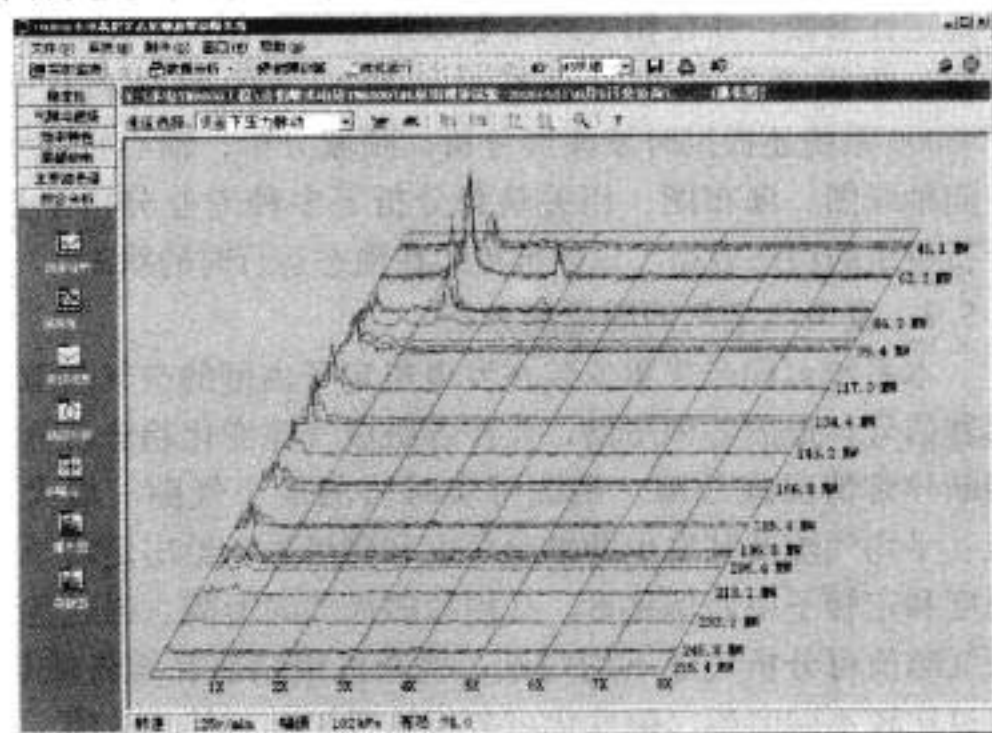


图 5.9-57 低负荷小开度工况区压力脉动瀑布图

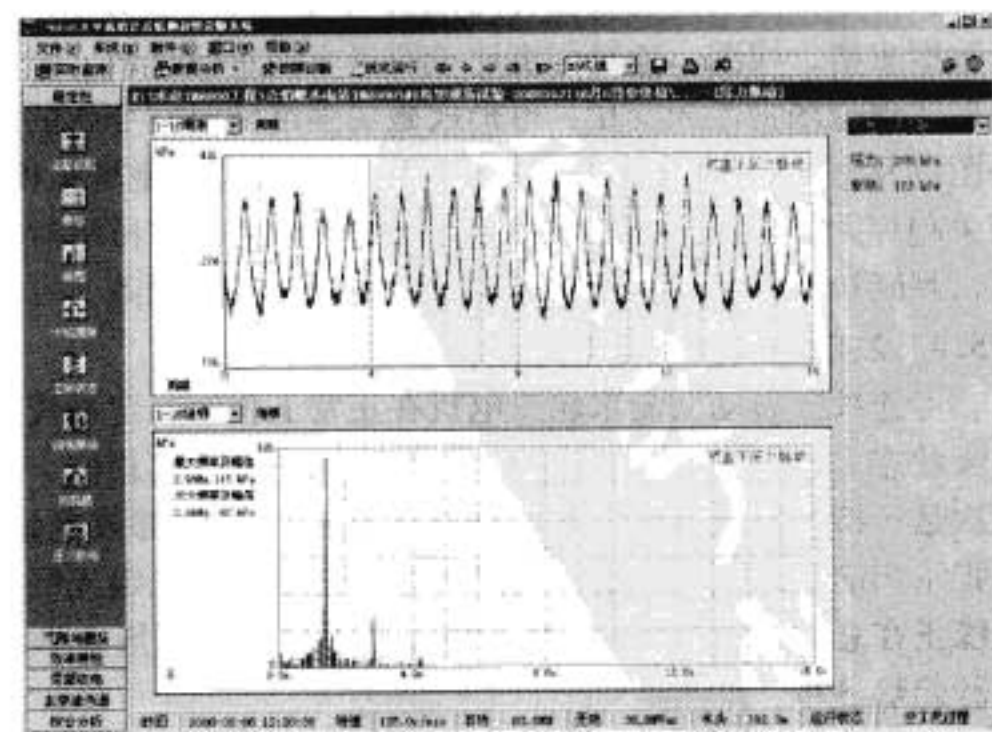


图 5.9-58 低负荷小开度工况区压力脉动(3.0Hz 为主)

(3) 公伯峡水电站在投产时进行了大量试验,利用状态

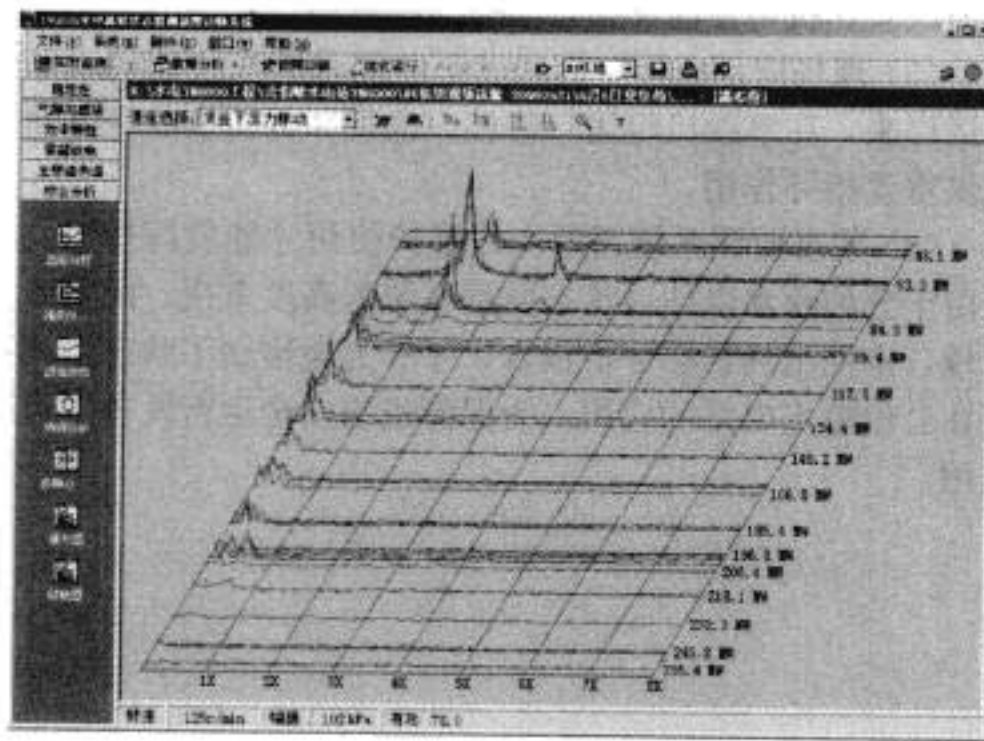


图 5.9-59 低负荷小开度工况区顶盖垂直振动瀑布图

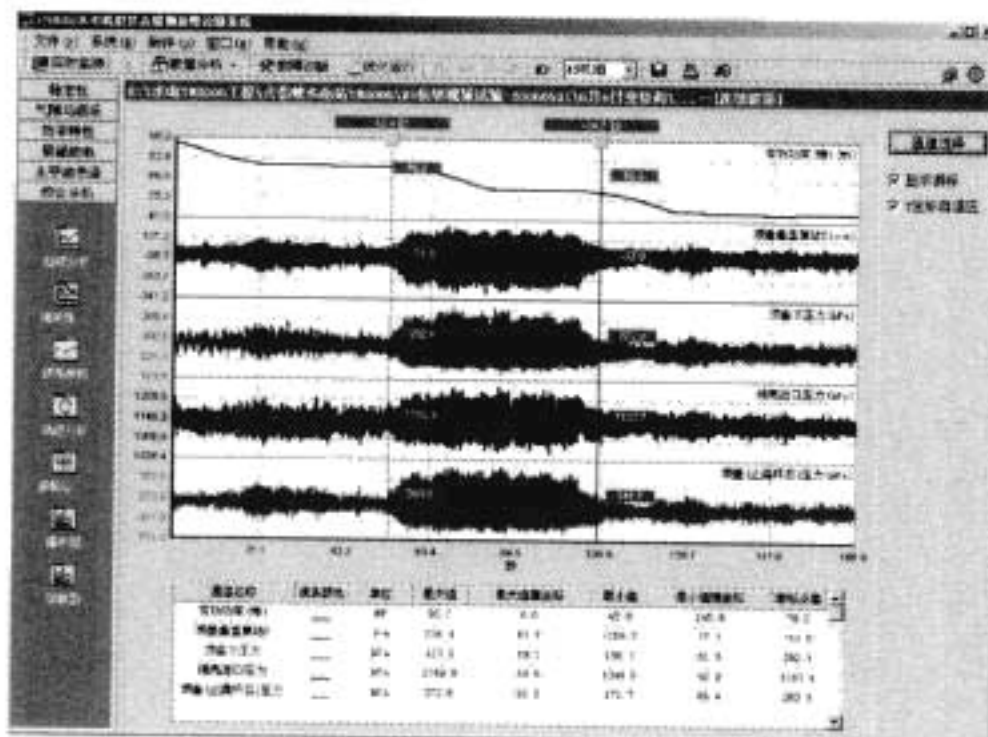


图 5.9-60 低负荷小开度工况区录波数据回放

监测系统可方便记录试验时的各种数据,为评价机组动稳态性能提供了第一手资料。图 5.9-61 为 5 号机组甩 100% 负荷时系统自动记录的甩负荷过程数据回放。从中可知机组转速上升率为 40.7%,蜗壳水压上升率为 34.9%,转速实际调差率为 0%,均满足设计要求。通过分析甩负荷过程蜗壳水压变化规律(见图 5.9-62),可知引水系统存在 1Hz 的自激振动频率。

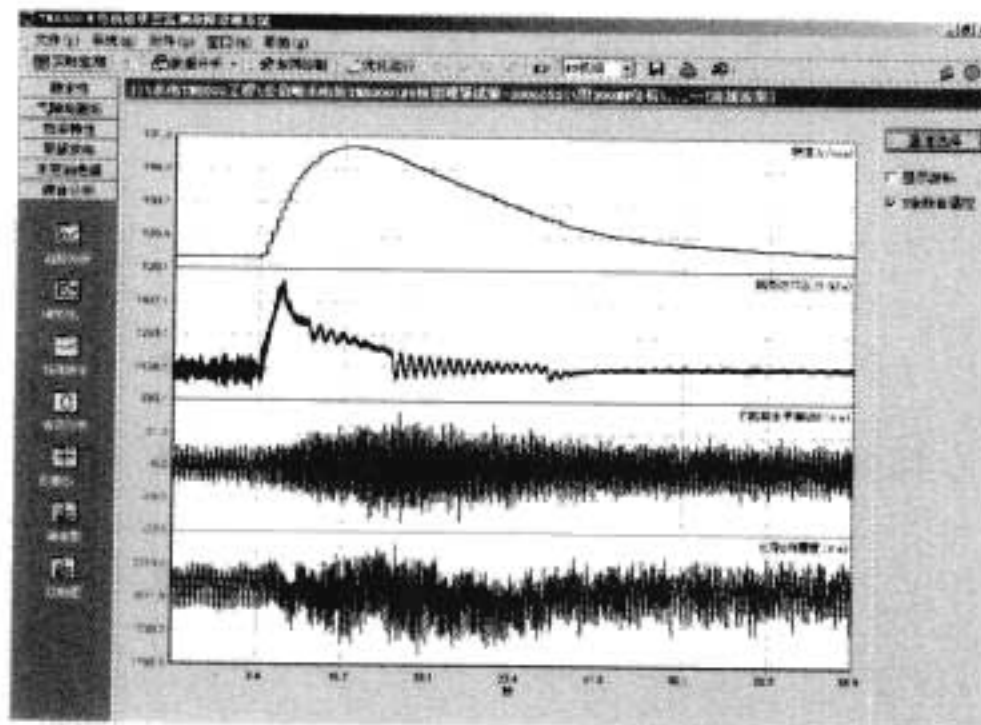


图 5.9-61 甩 100% 负荷录波数据回放

(4) 公伯峡水电站 5 号机组于 2005 年 5 月 25 日 20:17 开始第一次启机,定速后,机组各部件振动和摆度均很小,但上导摆度和推力摆度随着时间迅速爬升,主要变化成分为

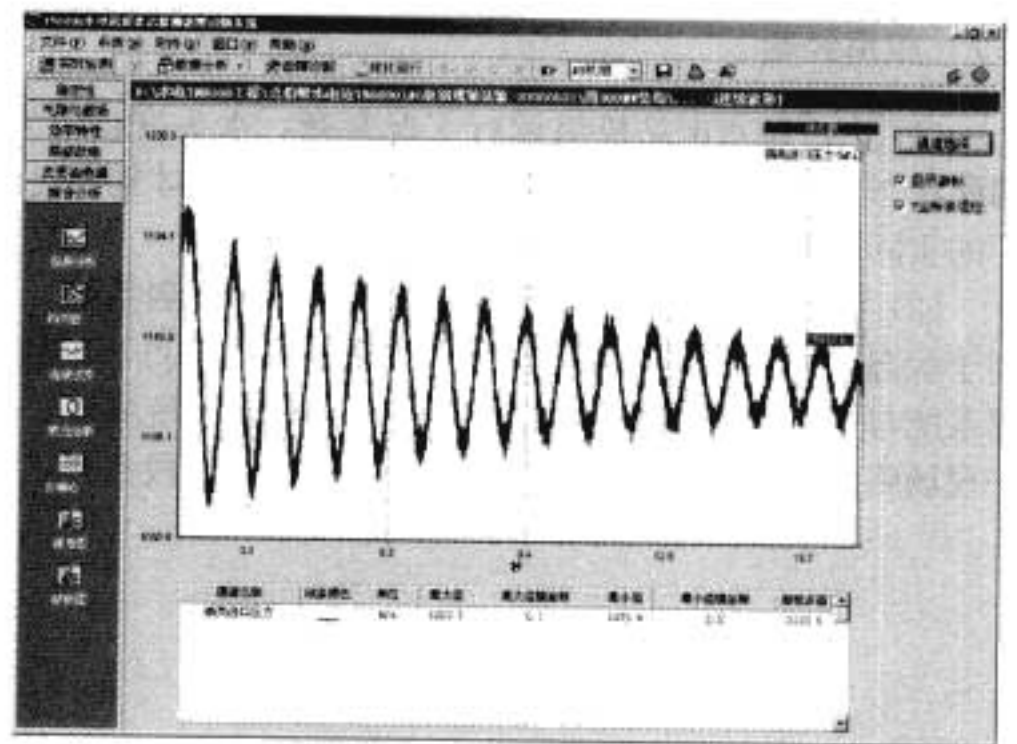


图 5.9-62 引水系统自激振荡(蜗壳水压录波)

转频。图 5.9-63 为推力 X 向和 Y 向摆度的转频成分及其相位的变化趋势。从图中可以发现,在摆度爬升过程中,主要是一倍频成分在爬升,其余频率成分几乎没变化,摆度相位也在缓慢变化,前后变化了 15°。通过分析相关数据判断为推力轴承附近存在摩擦现象,经检查发现推力下方接油槽内部毛毡存在摩擦。由于第一次处理不彻底,第二次启机后存在同样现象,经彻底处理后第三次启机摆度趋于正常。图 5.9-64 为三次开机过程推力摆度的变化全过程。在本次故障分析中,机组状态监测系统对及时发现故障和分析故障原因发挥了重要作用。

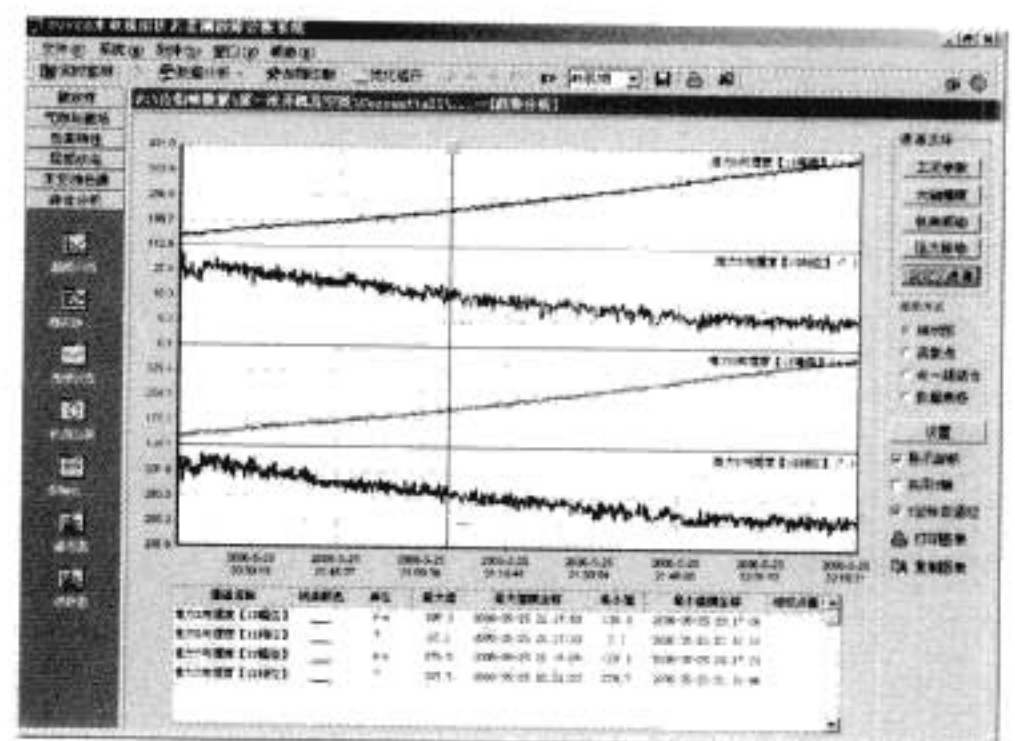


图 5.9-63 5 号机组推力摆度爬升过程

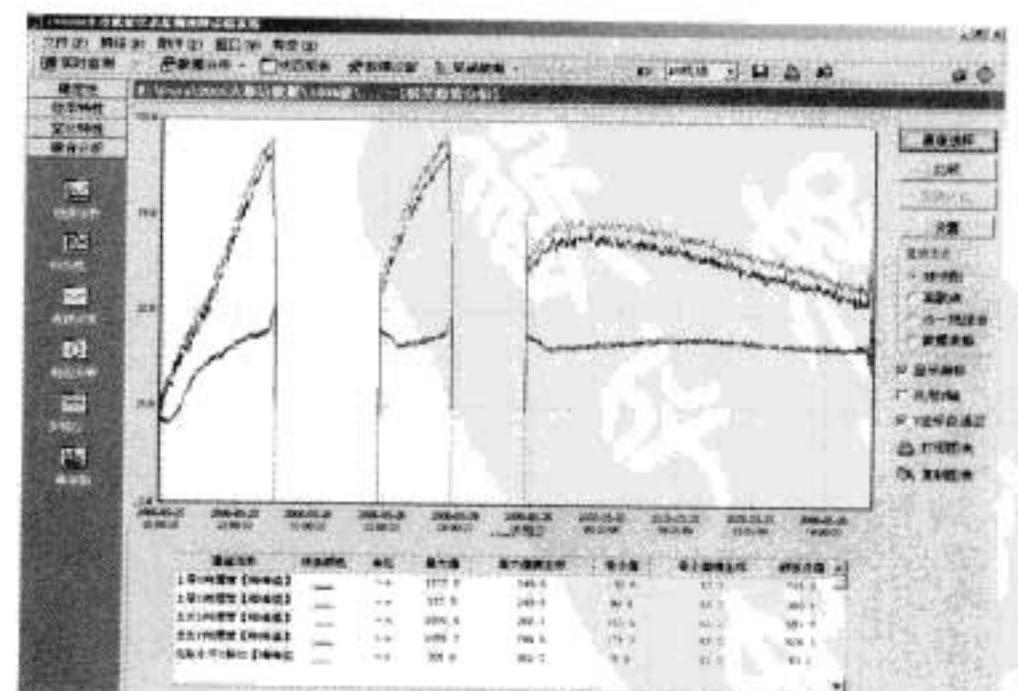


图 5.9-64 5 号机组推力摆度变化趋势

5.7 应用经验

(1) 大中型水电站机组运行工况复杂,水头变幅较大,因此状态监测系统只有做针对性的开发和设计,才能满足电厂的实际需要。

(2) 在电站建设阶段,同步实施机组状态监测系统,有利于状态监测系统规划的全面、完整和统一;有利于状态监测系统与主机和其他辅助系统的配合、协调和系统集成;便于现场施工安装调试;有利于在机组投产试运阶段参与完成

各项试验和机组性能评估,早投入早受益。

(3) 现场应用表明,机组状态监测系统在公伯峡水电站投运以来,在掌握机组运行特性、捕捉和分析事故等方面可提供重要指导作用。

(4) 状态监测系统需要专人维护使用才能发挥作用。正是由于公伯峡水电站对状态监测系统的高度重视,配备专人管理,定期出具状态分析报告,才有力地推动了状态监测系统在公伯峡水电站的应用,为保障机组安全运行发挥了重要作用。



第 10 章 水电站管理信息系统

1 概述

水电站信息化包括电力生产与调度自动化和管理信息化两部分。厂站自动化历来是电站信息化的重点,大部分水电站以及变电站配备了计算机监控系统,相当一部分水电站实现了“无人值班”(少人值守)。发电生产自动化控制系统的广泛应用大大提高了生产过程自动化水平。但是由于电力行业长期垄断经营、管理体制不断调整、电力信息化标准建设滞后等原因,电力行业水电站管理信息系统的建设相对滞后,主要实现了一些单项业务及资源管理的基本功能。随着社会信息化建设的飞速发展,企业资源规划 ERP (Enterprise Resource Plan) 理念和系统的引进及管理信息系统 MIS (Management Information System) 在国内各行业的迅猛发展,管理信息系统的应用技术日益成熟,其管理理念、作用与效果越来越为广大电力管理者所认识和接受。此外,随着电力体制改革的深入,电力信息化建设的必要性和紧迫性已日益显现,水电企业对管理信息系统的需求正变得越来越强烈,主要表现在发电集团需要加强对下属发电企业的管理,发电集团迫切需要了解各下属企业管理及当天的运行情况,必将加快管理信息系统建设的步伐。加之发电企业(包括水电站)未来竞价上网、辅助决策及交易管理等需要,更加要求这些电力生产企业重视优化管理,整合与共享资源,降低成本,提高企业效益,从而大大提高电力生产企业对管理信息系统建设的需求,存在的问题也会在电力管理信息化建设的发展中逐步得到解决。在这种大的环境下,水电站管理信息系统将进入高速发展时期。

水电站管理信息系统实际上是一套计算机应用系统。系统可以分成硬件和软件两大部分,硬件是软件运行的物理平台和基础,理论上讲硬件的选择取决于软件的总体要求和投资情况,而软件能否尽情施展则取决于硬件的水平与配置。一般而言,硬件配置越高,对于系统运行越有利,但是这样会造成投资过高,同时系统开销较小,资源闲置过多,造成浪费;而硬件配置过低,系统缺乏足够的余量,势必造成系统堵塞,运行缓慢且极易形成“瓶颈”效应,影响系统的正常运行,严重时会直接影响到数据安全。此外,IT 产品与技术发展日新月异,更新换代和升级加快,因此系统结构的设计、硬件的选型及软件的开发应考虑到在可预见的时间内,系统更易于扩展和升级。总之软硬件之间的配合应当遵循经济、高效、安全和易扩展的原则。

2 水电站管理信息系统硬件

水电站 MIS 系统硬件由计算机及其辅助设备和网络设备组成。计算机及其辅助设备主要包括各类客户机、专用工作站、服务器、小型机、输入设备(扫描仪)、存储设备、输出设备(打印机)等。网络设备主要包括各类网卡、集线器、交换机、路由器、调制解调器、传输介质(同轴电缆、双绞线、光纤)等。前者的选择主要取决于设备所担负的任务、数据规模及流量、处理速度、运行的软件和投资,对于对计算机有所了解的技术人员而言比较简单,这里不再赘

述。网络设备及其结构相对而言要复杂得多,下面根据水电站 MIS 系统的需要,对有关的网络设备予以简单介绍。

2.1 水电站管理信息系统网络

2.1.1 网络基础

简单地说,网络就是允许两个或多个计算机相互通信以及与其他设备通信的系统。用户能够使用计算机和网络共享信息,处理数据,完成工作。网络的类别分为局域网和广域网。两者之间的差别是相当简单的,局域网用于互连地域分布相对接近的设备,广域网用于互连大的地理范围内的局域网。网络的基本硬件组件包括传输介质、访问设备和集中器。

(1) 传输介质。对于水电站 MIS 而言主要采用的网络类型为局域网,它的介质可以有线的或无线的。有线介质可以是同轴电缆、双绞线、光纤;无线介质是空气和大气层,传输光信号、无线信号,甚至微波信号。水电站 MIS 系统多采用光纤、(超)五类双绞线传输介质,并可根据需要配以无线子网。

(2) 访问设备。访问设备负责格式化数据,将数据上网和接受寻址到该设备的到达数据。在局域网中,该设备系指网络接口卡(NIC)或网络适配卡(NAC),设备名称不同,实际是同一设备。该设备为一集成电路板,安装在计算机中,占据母板的一个 I/O 槽。目前,网卡作为计算机的基本配置更多地被集成在母板上。

(3) 集中器。集中器系指在一个公共设备中集中了多条链路,使网络能在本地和远距离扩展的设备。在 MIS 系统网络中如集线器、交换机、路由器等。

(4) 网络软件组件。网络软件组件包括定义和规定设备相互通信方式的协议、设备驱动程序和通信软件。局域网的协议通常称之为局域网体系结构,它们嵌入在 NIC 中。这些协议预先规定了局域网的形状、规模和机制。设备驱动程序是控制特定硬件的微型操作系统。它含有保证特定设备正常工作所需的全部逻辑和数据,并为上一级的操作提供接口。有了这些组件实际上用户并不能实际使用网络,它们仅提供了允许使用网络的基础设施和机制,实际使用网络的任务是由通信软件来完成。

2.1.2 网络的发展

网络的使用是为了使用户通过计算机的互联,共享资源和交换数据。在网络发展的初期,网络是高度专有的连接和通信解决方案,在个人计算机(PC)出现之前,需要一个开发商提供整套解决方案。在方案中,应用软件只在单个操作系统支持的环境中执行,该操作系统也只使用同一厂家的硬件,甚至包括终端和连接设备。随着 PC 机的出现,实现了计算功能桌面化,为分布式计算的推广应用提供了可能。此外,Xerox 的 Palo Alto 研究中心(PARC)的科学家开发的通信网解决方案就是原始的局域网(LAN),称之为 Ethernet(以太网)。很快以太网技术的市场潜力被发现,技术也被进一步完善,这样一来用户计算机和局域网一起产生了一个新的领域——开放式分布计算。

OSI 参考模型出现。计算机制造商希望把客户的计算机应用（包括网络）锁定在专门的单一厂商体系结构中，并不希望引入竞争。然而为了方便计算机的互联，为了支持各类不同的计算机及其辅助设备制造商，使开放式体系结构真正实现多厂商支持，为最终用户带来利益，国际标准化组织制定了开放式系统互联（OSI）参考模型。换句话说，用户可以在一个计算机应用网络系统中，选用采用了同一互联标准的不同 IT 厂商的产品，打破了垄断，实现了竞争，给用户带来了好处。OSI 参考模型建立了计算机之间互联所需的功能层次的全球标准。它把通信会话中需要的各个处理分类成 7 个不同的功能层次，图 5.10-1 给出了 OSI 参考模型。第 1~3 层提供物理访问，而第 4~7 层专用于支持端到端的通信。

表 5.10-1 OSI 参考模型

OSI 参考模型层次描述	层号	OSI 参考模型层次描述	层号
应用层	7	网络层	3
表示层	6	数据链路层	2
会话层	5	物理层	1
传输层	4		

目前多数网络协议使用自己的分层模型，虽然这些模型将 OSI 参考模型的 7 个层次压缩成 5 个或更少的层次，但是 OSI 参考模型的作用仍然非常重要：

首先，OSI 参考模型提出了层次功能划分的概念与标准，其精神被各种网络协议所体现，因此该模型利于理解网络产品的功能划分与定位；其次，易于理解不同网络协议和产品的数据处理流程和控制原理，是深入学习网络知识、了解网络产品的基础。

电气电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronic Engineers IEEE）负责定义和发布电讯和数据通信标准。到目前为止，IEEE 定义了局域网和城域网标准，这些标准包括在一个大的复杂的技术标准系列中，通常称为 802 项目或 802 系列标准。对水电站 MIS 系统网络而言，使用最多的是 IEEE802.3 标准（以下如无特殊说明，水电站 MIS 网络均指以太网）。该标准建立采用带碰撞检测的载波侦听多路访问（CSMA/CD）协议的局域网标准，通常称为“Ethernet”。此规范已被扩展到包括 100Mbps 和 1000Mbps 的以太网版本。

2.1.3 网络类型和拓扑结构

2.1.3.1 网络类型

网络类型描述的是连接的资源被访问的方式，主要有两种：对等方式和客户/服务器方式（包括浏览器/服务器方式）。

（1）对等网络。该网络支持对联网资源的非结构化访问，对等网络上的计算机可以同时是客户机和服务器，换句话说，每个联网计算机是每个其他联网计算机的对等计算机，没有层次结构。图 5.10-1 给出了对等网络结构图。

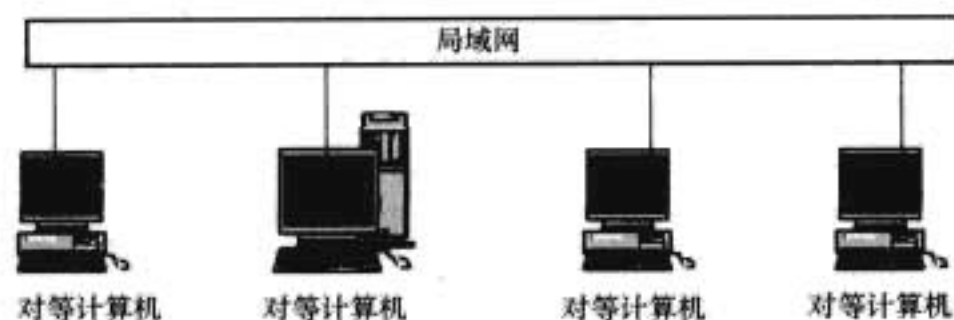


图 5.10-1 对等网络

对等网络优点：对等网络的实现和操作容易，不需要复杂昂贵的服务器，没有层次依赖关系，容错性能强，对操作系统要求不高。缺点：用户必须有多个密码，资源分布存储增加了保持数据一致性的难度，系统的安全性取决于安全性最弱的对等计算机的安全程度，数据同步备份是弱点等。该网络在水电站监控等实时控制系统中应用较多。

（2）客户/服务器网络。随着网络规模的不断扩大，客户/服务器网络引入了层次结构，用于改善各种网络功能的可管理性。图 5.10-2 给出了客户/服务器网络结构图。

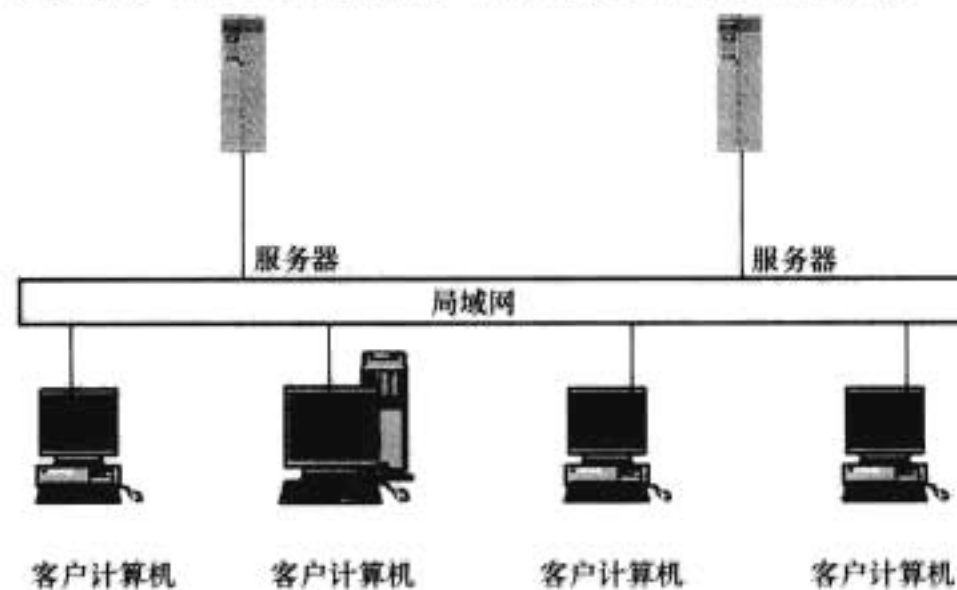


图 5.10-2 客户/服务器网络结构图

在水电站 MIS 系统网络中，采用的就是客户/服务器（浏览器/服务器）网络结构，经常共享的资源装在服务器上供多用户访问，该网络相对于对等网络而言优点突出：网络集中管理，安全性能高，用户账号和密码集中管理，用户不需要多个密码，使用简单，资源查找方便，客户端减轻了处理其他客户请求的负担，改善了性能，网络扩展简便，利于提高系统性能，进而保护用户的投资。缺点主要是：实现和操作的成本相对较高。这主要是由于：①服务器结构复杂，软硬件复杂程度大大提高；②管理网络与服务器需要训练有素的专业人员，人力成本较高；③停机成本加大，无论何种备份方式（双机热备）同样不可避免地加大了投资。

2.1.3.2 网络的拓扑结构

局域网的物理拓扑结构主要有总线形、环形和星形。作为 MIS 系统局域网的物理拓扑结构，广泛采用的是交换机星形总线拓扑结构。最初交换机是一个多端口的数据链路层（OSI 参考模型第二层）设备，随着技术的发展，目前广泛使用的是可以处理信元、帧和使用第三层地址（如 IP）的可路由的交换机。交换机大大改善了局域网的性能，提高了网络安全控制能力，增加了整个网络可用的总带宽，例如 16 端口的以太网交换机含有 16 个分开的碰撞域，每个为 10Mbps，总的带宽为 160Mbps。使用交换机的 MIS 系统局域网拓扑结构如图 5.10-3 所示。



图 5.10-3 MIS 系统局域网交换机星形总线拓扑结构图

2.1.4 传输设备和介质访问

网络传输的信号无论是电信号还是光信号，实际上都是电磁波，因此在传输的过程中均不可避免地引起衰减和失

真,其结果是对传输介质所支持距离的限制。衰减是指信号传输过程中,不断辐射能量及克服导体介质阻抗消耗自身能量,造成信号幅度持续下降,但不改变信号形状的特性。失真是指信号传输过程中对信号的无谓更改,主要是内外部信号和环境造成的传输信号波形的畸变。通过使用特定再生设备可以再生衰减信号和再生失真信号。例如:集线器通过对未低于规定阈值的传输信号的放大方式,可以再生接收的衰减信号;路由器可以再生接收的失真信号。简单地讲,路由器对数据包处理时先接收和缓存,如果数据包的头文结构损坏,路由器就不能转发它,要求发送主机重新发送,也就是说,路由器可再生数据包。

目前,水电站 MIS 网络主要使用的传输设备包括传输介质、交换机、路由器等。

2.1.4.1 传输介质

有形传输介质主要包括同轴电缆、非屏蔽双绞线(UTP)、屏蔽双绞线(STP)、光缆(单模/多模)等。MIS 网络主要使用双绞线和光缆。由于传输信号的衰减和失真,每一种介质均有自己的特定带宽下的有效传输距离。

2.1.4.2 交换机

作为网络集中设备,交换机最初是作为 OSI 模型第二层设备引入的,在第二层数据链路层实现其功能。基本工作是接收、存储、转发报文到与其相连的网络上,以后为了支持交换机的 VLAN(虚拟网),就需要某些路由功能,这样就产生了第三层交换机,它只是在内部提供一个简单的路由设备,使它具有第三层的某些功能。第二层交换机的问题首先在于它们不能拒绝广播风暴,其次在于它们不能拒绝明确连接的两个网段的某一个连接,这样就不能根据需要通过允许的连接,同时拒绝不允许的其他连接,从而保证相互连接网络的安全。第三层交换机可以通过划分不同 VLAN 并在 VLAN 之间通过路由的方法完成网络互联,也可以通过定义访问列表来控制网络的访问,提高网络安全性。

2.1.4.3 路由器

作为网间(际)的连接设备,路由器工作在 OSI 模型的第三层(网络层)。它的作用是将报文从一个网络传输到另一个网络。虽然它既可以连接同种网络的不同网段,又可以连接不同的两个网络,但主要被作为网间(际)的连接设备。通过检测报文的网络地址,路由器可以决定报文的去向。从安全的角度来看,路由器可以通过创建访问列表允许或拒绝报文通过路由器的接口来保护网络安全。路由器将连接的网络从逻辑上分成独立的区域,只有在需要的时候才通信。这是依靠每个区域有不同的网络号来识别的,如果需要连接两个以上的网络,路由器可以很容易实现。路由器在网络层提供连接服务,用路由器连接的网络可以使用在数据链路层和物理层完全不同的协议,由于路由器操作的 OSI 层次高,所以,路由器提供的服务更为完善,路由器可根据网络拥塞情况、传输转接时延或信源和终点间的距离来选择最佳路径。在水电站 MIS 系统与外部网络(Internet)连接设计时采用路由器(包括与站内某些实时测控系统的接口设计)。

2.1.4.4 介质访问

介质访问是网络设备对传输介质进行访问的方法,介质访问控制规定了在该介质上发送数据的权限,该控制在称为网络接口卡(NIC)的逻辑电路中实现。NIC 含有局域网的相关协议,并把宿主(NIC 所在)设备物理地连接到网络。宿主设备通过网卡驱动程序操作网络接口卡。介质访问在

OSI 模型的数据链路层实现,由于对介质访问机制的实现方法不同而派生出多种不同的介质访问方法。在水电站 MIS 系统中,多采用以太网的冲突介质访问(带碰撞检测的载波侦听多路访问 CSMA/CD)方法。

2.2 搭建水电站 MIS 系统网络

这里所讲的水电站 MIS 系统网络系指交换式以太网,即集中器为交换机的以太网,因为它几乎成了水电站 MIS 系统网络的普遍选择。搭建 MIS 系统网络,从宏观上讲主要依据网络的使用规模、节点距离、资源规模和可能的投资等因素综合考虑,然后选择网络的硬件(服务器、客户机、交换机、路由器等)和系统软件(操作系统、数据库系统等),最后由开发人员根据项目范围,具体开发 MIS 应用软件。

(1) 规模和距离。所谓规模主要指两个方面:网络的物理规模和应用网络的资源规模。物理规模就是网络有多大,由多少计算机节点组成,是否需要远程访问,在未来指定的时间段内准备扩展到什么程度等,以此作为选用网络设备的重要依据;资源规模主要是指网络所共享、传输的资源类型与数量大小。这样的资源包括:文档、图像、数据库、OA、电子邮件、应用服务器、打印机和调制解调器等。网络上传输的数据量越大,网络的负担越重,对网络设备的要求越高,因此资源应尽可能放在与使用它的用户较近的地方,努力保持网络上资源位置的平衡,以得到快速的网络反应。所谓距离是指网络各节点(终端计算机)所构成的网络的地理覆盖范围。具体到水电站 MIS 系统多数节点距中央交换机较近,可由双绞线直接连接覆盖,而对于较远的节点群(如各生产班组)则通过光纤级连到下一级的工作组交换机,再由工作组交换机直接连接覆盖各节点。主要保证各设备到其相连的上一级交换机的物理距离不超过所用介质的有效传输距离,而尽量避免使用中继器。

(2) 交换机和路由器的选择主要依据网络的流量、网络安全控制的要求、网间(际)连接的需要、网络带宽、传输介质类型、性价比等要求综合确定。

(3) 系统软件的选择。在实现网络时,必然要考虑许多软件,但对于一个网络应用而言必须的系统级软件有:网络操作系统、网络协议、服务器操作系统、客户机操作系统。水电站 MIS 系统中使用的上述系统软件多为微软公司系列产品。

(4) 有关水电站 MIS 系统硬件的选择,因 IT 硬件设备更新换代速度较快,深入地讲内容广泛,请参阅市场产品的技术指标等信息,结合所运行软件、资源规模、系统安全性(备份)、网络结构与带宽、未来扩展需要等要求综合考虑,予以选择,此处不再赘述。最后给出某水电站管理信息系统网络方案的结构图(见图 5.10-4)。

3 水电站管理信息系统软件

水电站管理信息系统软件分为两大类:一类为支持性软件,如操作系统、数据库系统、浏览器、网管系统、开发工具、各类驱动软件等;另一类为管理信息系统应用软件。前一类软件是后一类软件运行的基础平台。本节介绍仅限于水电站管理信息系统应用软件本身的组成和功能,由于各水电站的情况和要求不同,MIS 软件开发应为电站量身定做,因此,以下的介绍仅供设计和开发水电站 MIS 系统时参考。综观我国水电站 MIS 系统的发展,MIS 软件的组成与功能向两个方向发展,即综合性 MIS 系统和专用性 MIS 系统两类。

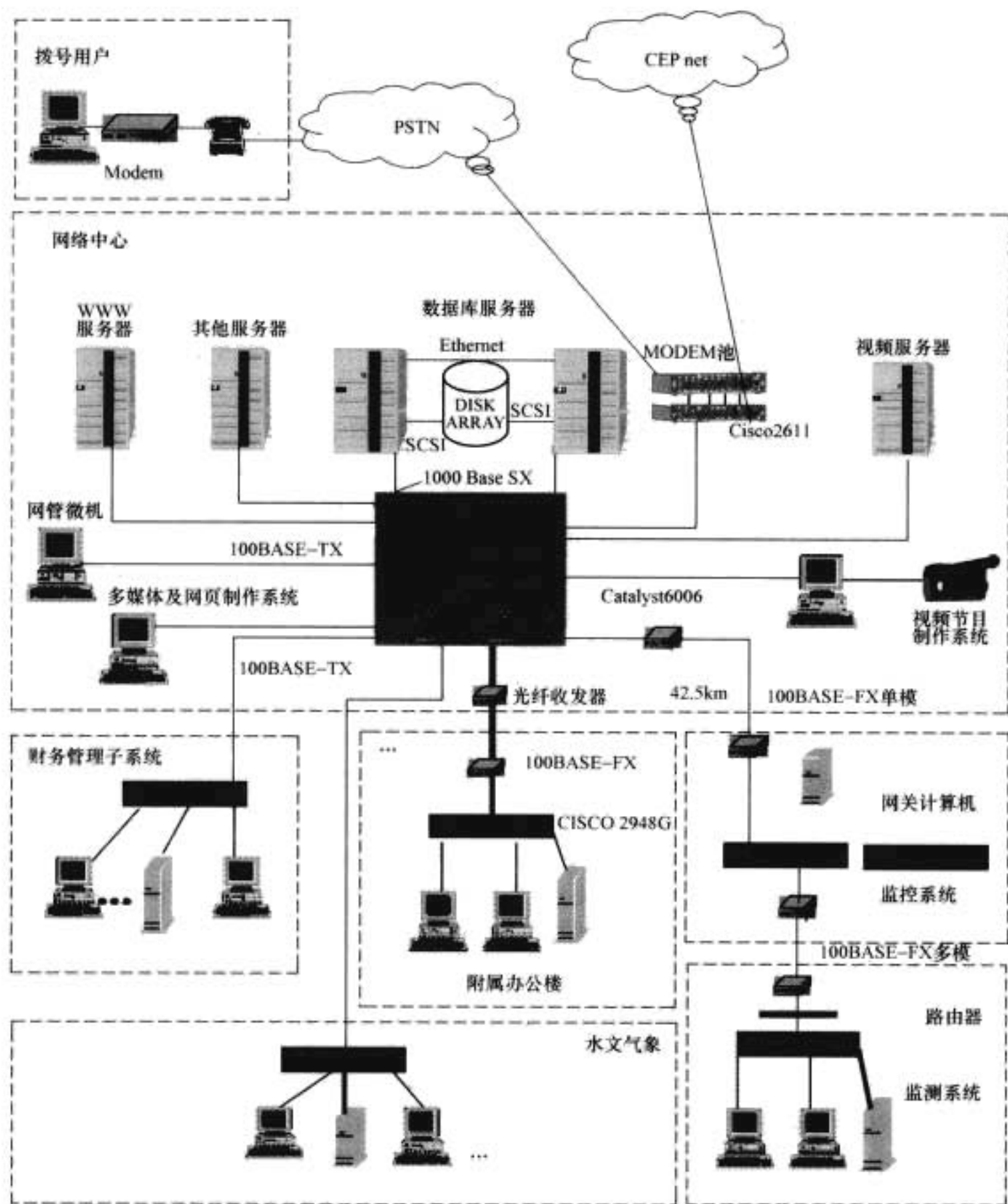


图 5.10-4 水电站管理信息系统 (MIS) 的网络方案系统简图

3.1 综合性 MIS 系统

所谓综合性 MIS 系统是指将全水电站的资源整合在一个平台上，供全体员工根据各自的权限共享，包括办公、生产运行维护、后勤保障、党政工团、财务、人力资源、物资等各个方面。综合性 MIS 是借鉴于 ERP 系统思想而发展起来的一个企业内部全方位资源整合、处理和应用的系统。该系统通过简洁、规范、高效的管理流程，各类信息资源的充分共享和处理，使企业整体达到低成本高效率运行和提高对事件的快速反应能力的目的。该系统以各类专用系统（水情自动测报、监控系统、各监测系统、财务系统等）为底层，获取数据并结合人力物资等数据，根据指定的流程进行处理，使企业内部的生产运行和各类管理活动有序高效地运行。此类水电站管理信息系统应用软件的基本组成和功能有：

3.1.1 办公自动化子系统

办公自动化系统 (OA) 是利用 IT 信息技术手段将办公人员和所用设备结合起来构成的人机办公信息处理系统，系统使人的办公活动融于设备中，实现办公人员智力劳动的自动化、电子化、规范化，最大程度地减轻办公劳动强度，提高办公效率和质量。OA 系统也有采用专用软件集成到 MIS 系统中的方式。无论何种方式，主要功能包括以下方面。

3.1.1.1 综合办公管理

通过内部及外部各种信息的采集、处理和共享，沟通各个环节，实现网络协同无纸化办公。实现的功能有办公事务处理（接待管理、大事记管理、事务管理等），会议管理，日程管理（日程编制与查询、目标追踪、编制日程志及工作总结等），文档管理等。

3.1.1.2 电子邮件

电子邮件是一个基于网络传输与图形环境的办公自动化系统，用信息化的传输手段实现企业内部各单位之间及与外界的电子邮件传递，使各部门及时获得各类信息资料，协调各部门的工作进程。主要实现邮件的传输、接收、管理、维护等方面功能（往往采用专用软件集成）。

3.1.1.3 公文管理

在日常工作中，公文的往来传递、公文的查阅、公文的批复，以及公文的归档等工作占有较大的比重，对于公文进行计算机管理可以提高公文的使用效率和质量，方便公文的管理。公文管理包括收文管理、发文管理、拟文管理、分发管理、归档管理、查阅管理等。

3.1.1.4 安全保密管理

设置用户查询、操作安全级别并运行监控。

3.1.2 劳动人事管理子系统

成功的企业在人事管理方面的一个共同点，就是最大程

度地调动员工的积极性,这就要求主管人事方面的领导和有关人员真正做到知人善用,必须对单位人员的基本情况、工作业绩情况了如指掌。通过 MIS 系统可提高管理手段,向现代化要效益。系统面向企业的行政和人劳部门并通过权限管理进行功能分配,一般包括人事管理、工资管理、劳动管理、系统维护等模块。

(1) 人事管理。人事管理一般包括组织机构管理、人事档案管理、人事变动管理、技术职称管理、特殊管理、查询管理、统计报表管理、职工培训管理等内容。

(2) 工资管理。工资管理一般包括工资动态管理、奖金管理、统计报表管理、工资计划管理等。

(3) 劳动管理。劳动管理一般包括劳动力管理、编制管理、统计报表管理、劳动合同管理等模块。

(4) 系统维护。系统维护包括数据备份管理和权限保密管理等。

3.1.3 财务管理子系统

水电企业的财务系统多采用专业的财务管理软件,而 MIS 系统中的财务管理子系统主要是从专业财务系统中提取所需数据,为其他通过授权需要财务数据进行核算、查询的子系统提供财务数据支持,因此,水电站 MIS 系统主要是解决与专业财务软件的接口问题。

3.1.4 物资管理子系统

物资管理是为了优化库存,实现生产物资有保障条件下的低库存,降低成本和资金占用,保证及时地为大小修、事故抢修以及消缺等项目提供所必需的备件、配件和材料,提高物资订货、采购、保管、直到供应的综合管理水平。物资管理子系统包括物资台账管理、计划管理、合同管理、仓储管理、系统维护等功能模块。

(1) 物资台账管理。根据物资的属性等基础数据建立物资台账,并依据物资的交易情况追踪其价格、库存数量等信息。主要功能有物资台账的建立与维护,记录物资的各类属性,进行物资的成本分析,定义物资的库存控制信息,物资信息查询与统计。

(2) 计划管理。计划管理包括物资计划管理、供应商管理、询价管理及采购计划管理等。

(3) 合同管理。合同管理包括合同维护管理、合同台账管理、合同执行管理。一般包括合同的基本情况、签订情况、合同执行管理与检索、合同台账的管理、催货提示、供货缺量、质量不符要求的索赔处理等功能。

(4) 仓储管理。仓储管理包括出入库管理、库存管理、账务管理。

(5) 系统维护。系统维护包括系统初始化及维护管理和权限管理。

3.1.5 科技管理子系统

科技管理是企业科技部门的主要工作内容,各水电站职能设置可能略有不同,有的对信息(网络)管理设有独立机构,有的将网络信息管理归入科技部门。该子系统的主要管理内容有科技管理、信息管理、全面质量管理(QC 管理)和 IT 设备管理等。

(1) 科技管理。完成企业科技发展长远规划管理及年度科技计划管理、科技成果管理、科研项目执行监督管理、建议和技改管理等。

(2) 信息管理。信息管理包括本企业、行业科技信息的管理。其中包括收集、整理国内外水工、电力、动力、经营管理等有关水电站的科技信息、资料、图书、杂志及科技档案,为企业员工提供信息服务。

(3) 全面质量管理。全面质量管理在水电站的现代管理中占有重要地位。企业内一般设有很多 QC 小组,它们在科技部门的统一领导下,分布在企业各个部门,负责本部门的质量管理,涵盖生产、管理及攻关各方面,有利于企业生产服务质量的全面提高。

(4) IT 设备管理。主要是根据企业生产和管理活动的需要编制设备规划,负责企业内部各生产和管理系统所用计算机及其附属设备、网络设备等硬件及软件的管理与维护。

3.1.6 审计管理子系统

审计管理子系统包括审计基础数据管理、审计分析、审计事物管理等功能模块。

(1) 审计基础数据管理。对审计管理中涉及的计算报表、人事组织、单位的基本情况、审计档案等数据进行处理与维护,并提供现行的财经法规文件维护支持服务。

(2) 审计分析。提供审计分析管理功能,对审计数据进行处理与维护。

(3) 审计事物管理。提供对审计事物及信息的管理功能,主要是对审计事物文件及信息的处理与维护。

3.1.7 安全监察管理子系统

水电企业只有将“安全生产”放在首位,才能为顺利实现企业目标打好基础,更好地为发展国民经济、提高企业经济效益和改善人民生活服务。安全监察管理子系统包括人身安全管理、设备安全管理、车辆安全管理、综合管理等功能模块。

(1) 人身安全管理。主要对企业员工的人身安全情况进行管理,建立及维护代码,拟定安全技术措施并进行实际考核,按有关规定界定伤亡和人身事故并按规定程序处理。

(2) 设备安全管理。主要对设备的安全情况进行管理,建立及维护代码,拟定反事故措施并进行实际考核管理,按有关规定界定缺陷、事故等级并按规定程序处理。

(3) 车辆安全管理。主要对车辆的安全情况进行管理,提供登记注册、修改、增删、注销、培训、年检等功能,拟定反事故措施并进行实际考核管理。按交通部门规定界定与处理事故并及时报送有关部门。

(4) 综合管理。根据人身、设备等安全数据,生成各类安监统计报表与通报,对企业安全情况进行统计分析报告,对事故进行调查分析处理,负责安全培训与上岗资格管理。

3.1.8 社会保险管理子系统

社会保险管理子系统包括基础数据管理、离退休职工管理、社会保险管理、报表管理等功能模块。

(1) 基础数据管理。按上级文件要求和职工个人情况生成养老保险数据,提供与劳动人事子系统的数据双向传递接口,向财务管理子系统提供数据接口。

(2) 离退休职工管理。主要管理离退休职工的工资、补贴、生活费、困难补助费、救济费、其他待遇等。

(3) 社会保险管理。主要包括职工基本养老保险个人账户(职工个人缴纳单位划转)管理,企业补充和个人储蓄性养老保险个人账户管理,工伤、医疗及生育保险管理等。

(4) 报表管理。主要报表有统筹收入、支出季(年)报表、养老保险基金收支结(决)算总表、明细表、企业补充和个人储蓄性养老保险收缴情况表、补充养老保险周转资金使用情况表、职工人数、工资总额及离退休人员情况表等。

3.1.9 房产管理子系统

该子系统包括材料管理、合同管理、房产资源管理、公积金管理和报表管理等功能。

(1) 材料管理。负责材料的人、存、耗及占用资金情况

的按类汇总、查询、报表。

(2) 合同管理。各项基建、维修合同的登记、归档、查调和统计报表。

(3) 房产资源管理。主要包括生产用房管理、生活用房管理和售租房管理。按文件规定并根据本人的人事自然情况和住房标准生成房屋的售(租)排名等内容。

(4) 公积金管理。主要是账户管理、上缴业务、利息业务等内容。

(5) 报表管理。根据需要生成和维护各类报表。

3.1.10 职工教育管理子系统

职工教育管理子系统包括职工教育管理、资料管理、经费管理等功能模块。

(1) 教育管理。包括职工受教育的基本情况、教育培训管理、教育培训评估等。

(2) 资料管理。包括职工教育图书、文件资料、教学器材设备管理等。

(3) 经费管理。包括教育经费预算、到款及使用情况的

3.1.11 工会管理子系统

工会管理子系统包括工会民管工作、组织工作、生产工作、生活工作、文体宣传管理等功能模块。

(1) 民管工作管理。主要包括职代会、讨论和通过的决议、职工代表、民主联系会、职工签订集体合同管理等内容。

(2) 组织工作管理。主要是会员、档案、会费收缴、先进选举与表彰、工会干部管理等。

(3) 生产工作管理。主要包括劳动竞赛、劳动保护、合理化建议和劳模等管理。

(4) 生活工作管理。主要包括职工困难补助管理、职工公亡及非公亡管理、职工健康疗养管理和职工生活状况调查等内容。

(5) 文体宣传管理。主要包括职工文化体育活动、宣传教育活动的管理。

3.1.12 生产技术管理子系统

生产技术管理子系统包括设备台账管理、技术台账管理、设备检修管理、备品配件管理、节能管理、五项监督管理、可靠性管理和技改工程管理等功能模块。

(1) 设备台账管理。设备台账管理是企业管理信息系统的核心之一,也是较为复杂的一个管理。包括对设备(备品配件)进行准确的分类编码设计与维护。有关设备的编码标准请参阅系统设计部分(10.6.2)的介绍。设备台账管理可以全面掌握设备情况,包括设备的基本情况、检修维修情况,记录设备的采购和成本信息等方方面面,实现设备生命周期内的全程监控与维护。

(2) 技术台账管理。在设备台账管理的基础之上对重点设备进行扩展管理。重点是主机及其附机设备的制造、结构、安装位置、设备异动情况、运行和维护等方面的管理和技术规范信息支持。

(3) 设备检修管理。检修管理模块主要是对全厂主要设备的检修过程进行规范化管理。如:编制检修计划,动态生成物料清单,创建检修标准和工时定额,提供检修合同管理及机组大、小修和事故全过程事务处理功能,试验管理并最终生成检修报告等。

(4) 备品配件管理。备品配件是安全生产所必备的物资,备品配件的储备是及时处理设备缺陷(事故)的一项重要保证。备品配件管理要按核定的备品配件定额的数量和资

金进行储备,使用后应及时补充,经常保持备品配件的储备量。主要实现的功能有备品配件的选定和定额的维护、备品配件的库存及定额查询等。

(5) 节能管理。主要负责制定节能规划、计划及项目管理并进行指标分析与考核。

(6) 五项监督管理。该模块创建五项监督数据库,生成各项技术监督完成情况报告及主设备存在主要问题分析表。

(7) 可靠性管理。水电企业的可靠性管理一般采用行业专用软件,水电站 MIS 系统主要解决与该软件的接口并提供有关的共享信息供指定人员了解。

(8) 技改工程管理。负责对技术改造工程的管理。包括立项、费用、进度、完成情况及效益分析等。

3.1.13 生产运行管理子系统

生产运行管理是水电企业生产的中心环节,应紧紧围绕运行管理工作的主要业务活动来展开。采用先进的计算机网络和信息处理技术,在各类生产自动化控制系统的上一层,综合处理实时和日常业务数据。根据需要为其他相关子系统提供一线的原始数据,可以永久保存、随时查阅,使运行和管理部门通过一个窗口及时了解运行人员、设备及运行环境和多个生产自动化控制系统的现场与历史情况,发现问题并及时解决问题。同时分层结构也从管理人员介入的角度更好地保证了各生产自动化控制系统的安全,提高安全运行管理水平与企业经济效益。生产运行管理子系统主要包括生产数据监测、运行记录管理,操作票管理,工作票管理,设备缺陷管理,查询系统等功能模块。

(1) 生产数据监测。包括实时数据采集、数据显示、数据分析等功能。生产数据监测是将水电站各个生产控制和监测系统与装置(监控、水调、大坝监测、气象、机组状态监测等)中所需实时数据予以采集接收并进行分析、统计,最终以表格、图形(模拟图、曲线、趋势图、直方图等)等直观的方式显示出来,同时对重要数据,可提供运行动态数据和历史数据的比较分析功能,以便运行管理人员全面准确掌握生产运行情况,及时采取必要的措施。

(2) 运行记录管理。实时处理运行记录,显示全厂主系统、输变电系统运行情况;管理值班日志(值班记录)。值班是重要生产领导,值班日志管理是发电运行管理的重要组成部分,包括设备运行状态和操作状态的记载及交接班记录,也是生产运行状态的每日总结。值班日志管理实时地将发电系统运行情况利用计算机记录下来,厂内的各管理部门可及时了解发电设备的运行情况,保证设备的安全运行。

(3) 操作票管理。操作票是运行人员操作的凭证,运行人员按照这个凭证的规程和步骤进行操作,由操作人和监护人共同完成。根据操作要求生成操作票,建立操作票台账。

(4) 工作票管理。建立工作票台账数据库,记录工作内容并考核。主要实现的功能有工作票授权编辑与查询,工作票审批,工作票打印。

(5) 设备缺陷管理。负责对设备缺陷发生、消缺处理至注销各阶段情况进行管理,根据设备缺陷,生成设备缺陷单和消缺工作票等。运行人员能够及时将设备发生缺陷情况,缺陷消除的情况等信息分门别类地按专业、系统和机组号保存并传递,使检修人员能够及时了解到当前还未消缺的缺陷,以便及时安排消缺任务,保证发电设备正常运行。管理人员能够通过各种缺陷情况的统计,掌握设备缺陷发生和发展的规律及设备的可靠性,了解设备的检修质量、各部门的消缺率,并根据分析结果制订相应的措施。

(6) 查询系统。全面查询机组及其主要辅助设备、水工

建筑物、气象水文等实时及历史运行信息。根据需要对相应经济技术指标进行计算,以辅助安全经济运行,并提供运行规程、技术措施等内容的查询支持服务。

3.1.14 计划管理子系统

计划管理子系统包括基础数据处理、统计报表管理、综合统计管理及工程项目管理等功能模块。

(1) 基础数据处理。收集整理日、月、年生产运行情况及主要指标,并计算各项经济指标;解决与生产、财务、劳人等系统的接口,能自动进行数据的传输及正确性校验,保证数据来源的唯一性;具备历史数据存储及数据备份功能。

(2) 统计报表管理。负责各种生产统计报表、基建统计报表的管理与分析,可生成各种查询临时用表及分析表。

(3) 综合统计管理。收集汇总生产、财务、劳人、水调、气象等指标并进行文字分析;编制综合统计年鉴。

(4) 工程项目管理。包括大修、技(更)改、基建工程项目管理。电力工程项目的建设具有周期长、投资大、设备量多、施工复杂等特点。因此,为保证整个新建、技(更)改、大修等项目的顺利实施,需要进行科学化的管理和分析。工程管理模块就是为实现项目的科学管理提供有效工具与手段而建立的。运用计算机对各种工程建设进行科学合理的规划、预决算,合理地组织施工,控制成本与质量,提高项目管理水平。主要包括:计划管理、预决算管理、合同管理、施工管理、验收管理等。关于项目管理软件,目前市场上有更专业、功能更强大的专用软件(如:MS Project, P3等),业主应根据自己的管理程度的需要,结合软件的质量进行选择,但专业项目管理软件需解决与MIS系统数据共享的问题。

此外,需说明如下:

(1) 上述MIS系统功能介绍只是常规意义上的描述,不是一成不变的,具体到某一个电站,应根据其机构和职能的划分及内容的要求予以删改、补充或整合,如:增加综合查询、党团管理与宣传及交易管理等子系统内容。

(2) 随着电力体制改革的深入,水电站的运行管理模式会发生一定的变化,水电站有可能在未来加入到竞价上网的行列,与此有关的交易管理等系统软件必然全部(报价管理、报价策略与决策、合约管理、交易信息管理等)或部分(采用统一专用交易软件而与MIS共享部分信息)集成到水电站MIS系统中来。由此可见,水电站MIS系统的功能完善应是一个与时俱进的过程。

(3) 涉及与现有或指定的专用软件的接口开发问题,需根据合同的约定,在业主的组织协调下与专用软件开发商合作解决接口软件的开发问题,以免给各方带来不必要的技术经济风险和损失。

3.2 专用性MIS系统

所谓专用性MIS系统是指由于水电站综合MIS系统的开发与运行涉及企业的方方面面,受生产方式、机构设置与变动、人员素质、领导重视程度与认识水平、市场环境及开发单位能力等多方面因素影响,水电站综合性MIS系统的开发应用多有不尽人意之处,加之多方条件制约,系统建设的整体效益体现不够充分,未能充分实现人们的期望。在这种情况下,系统结构和管理模式相对固定、任务相对单一、涉及范围和受外界环境影响相对较小而又受到重视的专用性MIS系统应运而生。在这类系统中,有代表性的系统有生产管理信息系统、物资管理信息系统、设备资产管理信息系统等,其主要功能描述如下:

3.2.1 设备管理

设备管理是水电站资产维护的核心内容,水电站为资产密集型企业,设备管理通过对设备全生命过程的信息化管理,提高水电站的生产管理水平,达到提高设备维修的效率与质量,提高设备可靠性与完好率指标,延长设备寿命,缩短维修响应和维修工作时间,控制维修成本,减少损失,降低企业运营成本等目标。设备管理一般包括设备台账管理、设备运行位置管理、设备组装结构管理、备品配件管理、设备异动管理等内容。

(1) 设备台账管理。该管理用以建立水电站设备台账,维护设备的基础数据及运行台账,便于资产的维护、维修及成本核算。主要实现的功能有建立设备台账,定义设备基本信息,记录设备的采购和保修信息,成本信息计算,技术规范信息支持;建立设备的组装结构,定义设备的子部件或备件,定义设备的监测点;定义设备各属性值,建立与技术文档的关联等。

(2) 设备运行位置管理。创建位置记录并跟踪可能在多个位置使用的设备,建立设备的层次结构系统。主要实现的功能有当设备在位置之间移动时,使用位置的层次结构以及设备位置,可为收集和跟踪有关设备历史记录的有关信息提供依据。使用组织到系统中的位置可快速地查找操作位置,并在该位置上标识此设备。

(3) 设备组装结构管理。通过设备的拆分,建立起设备的最小维修单元。设备组装结构是一个有层次结构的设备记录列表。设备组装结构是组织到一个单元中的设备的逻辑组织,它反映各设备之间的实际联系。主要实现的功能有建立设备/位置的层次结构,实现层次结构的可视浏览,提供跟踪维护成本的方法。

(4) 备品配件管理。水电站的备品配件是为了保证安全生产必须储备的物资,备品配件的储备是及时处理设备缺陷,防止事故发生的一项重要措施。备品配件管理要按核定的备品配件定额的数量和资金进行储备,使用后应及时补充,经常保持备品配件的储备量。主要实现的功能有备品配件的选定和定额的维护、备品配件的库存及定额查询等。

(5) 设备异动管理。设备异动主要涉及生产设备进行新装、改进、改型、转移、倒换、拆除等工作,改变设备铭牌、运行参数、安全自动装置设定值,计算机软、硬件的变更等。设备异动管理主要实现的功能有定制设备异动申请书、设备异动执行报告书、处理单打印,设备异动统计分析等。

3.2.2 工单管理

工单管理是对工单从申请、准备、批准、执行、完工、报告、验收关闭的全过程进行控制和管理,针对多项维修任务能有效地进行任务安排和维修资源调度,并能自动反映和准确记录维修活动中发生的各项财务成本信息。主要包括缺陷管理、工作票管理、预防性维修管理。

(1) 缺陷管理。缺陷即设备故障,一般是在运行过程中由运行或检修人员发现的故障。缺陷单是运行人员在设备运行的过程中,发现设备故障后填写的一种单据,缺陷单填写后通知检修值长,根据缺陷单内容来进行相应的检修。缺陷的检查和排除过程就是消缺。主要实现的功能有缺陷单的授权编辑与查询、缺陷单执行和审批流程定制、缺陷单打印、消缺统计分析等。

(2) 工作票管理。工作票是检修人员进行检修的说明和凭证,工作票具有固定格式,它与缺陷单无必然联系。工作票来自缺陷处理、紧急维修和大、中、小修等。工作票分为

动火工作票、机械工作票、电气工作票,最常用的是电气工作票。工作票的管理应符合水电站相关规定。主要实现的功能有工作票授权编辑与查询,工作票执行和审批流程定制,工作票的条件查询,工作票的打印。

(3) 预防性维修管理。预防性维修是指对计划性维修和定期工作的管理,定义各项检修、维护工作的标准工作步骤、资源需求。预防性维护有三种触发条件:基于日历时间、基于检测点、基于事件,分别用于不同的场合。主要实现的功能有建立各类预防性维修的模板,根据需要生成维修申请,建立预防性维修的层次结构及各类资源的需求,建立和维护工作任务,统计预防性维护费用,资源的平衡调整,费用统计与查询。

3.2.3 运行管理

运行管理主要实现对日常运行业务的操作、记录等主要内容的管理。包括操作票管理、交接班及值班记录管理等。

(1) 操作票管理。操作票是运行人员操作的凭证,运行人员按照这个凭证的规程和步骤进行操作,由操作人和监护人共同完成。它的主要内容包括操作票名称、编号、任务、开始时间、结束时间、操作顺序、操作项目、操作人、监护人、运行值长等。它有五种状态:等待批准、已批准、正在执行、已完成、关闭。

(2) 交接班及值班记录管理。实现对运行班组工作的交接和值班期间对一些重要操作工作的记录。主要有交接班及值班记事交代卡、避雷器动作记录、高频通道测试记录、继电保护及自动装置动作记录、接地线装(拆)记录、机组摆度测量记录、继电保护及自动装置投切记录等。

3.2.4 物资管理

物资管理是指对生产管理过程中所需各种物资及工器具的订购、储备、使用、保养等所进行的计划、组织和控制,并对废弃物资进行合理处理,完成物资的全过程管理。一般按照“集中储存、专业采购、按需领用、资源共享”的原则进行管理,其基本任务为既要保证生产所需的各种物资能及时优质地供应,又要采用科学方法降低采购成本、降低库存、减少资金积压、节约管理费用。主要包括物资台账管理、供应商管理、采购申请管理、询价管理、物资采购管理等。

(1) 物资台账管理。根据物资的属性、用途等基础数据建立物资台账,并依据物资的交易情况追踪其价格、库存数量等信息。主要实现的功能有设备台账的建立与维护,记录物资的各类属性,进行物资的成本分析,定义物资的库存控制信息,物资信息查询与统计。

(2) 供应商管理。供应商管理是指对供应商基础信息的维护,为物资采购、合同、支付等管理模块提供供应商信息,查询供应商的供货记录,并进行供应商分析。

(3) 采购申请管理。采购申请指对物资采购需求的审批过程控制,部门根据库存定额、项目计划、维修或其他工作的需要提出采购申请,主管部门根据物资的单价或总价设置审批流程,经审批的采购申请单可直接生成采购单或询价单(书)。主要实现的功能有采购申请单生成与维护,申请单的审核,采购申请汇总分析,询价单生成。

(4) 询价管理。询价管理是指对已经批准的采购申请单进行供应商选择过程的管理,根据供应商的资历、报价、产品及服务质量等进行综合评价、评分,按照公平、公正、公开和合理的原则确立签约供应商。主要实现的功能有询价单(书)的维护,询价供应商维护,询价单审批控制及采购单生成。

(5) 物资采购管理。物资采购是指对采购单进行审核、物资采购、验收、支付等状态控制并追踪物资的到货情况的活动。主要实现的功能有采购单维护、采购单审批、采购单信息统计、到货与支付管理等。

4 水电站管理信息系统的开发基础

4.1 系统开发的认识

4.1.1 开发原则

水电站 MIS 系统作为一项应用软件工程,面向水电站生产与管理过程,软件系统的开发应遵循一些基本的原则。理解和遵循这些原则对于用户和开发商同样重要。

(1) 简洁实用原则。简洁实用是系统开发的首要原则,首先系统必须满足用户管理功能并予以准确实现,同时保证系统方便实用,具有简洁友好的用户界面、简便的操作和完善的系统维护功能。

(2) 基础性原则。系统开发的成功与否是建立在前期大量的数据、数据流和系统功能的详细调查与分析的基础之上。认真细致地做好功能和数据分析与设计等基础性工作,才能为后续的开发编程工作和建设一个高效强大的 MIS 系统打下成功的基础,减少或避免系统开发的结构性修改工作,提高工作效率。切忌轻视前期调查与设计、重视开发编程的思想与做法,否则必将加大系统开发质量下降、工期延误的风险。

(3) 整体性原则。管理信息系统是水电站内部进行综合信息管理的软件系统,有着鲜明的整体性、层次结构性和目的性。它的全部功能是由许多子系统有序组合与实现而构成的,与水电站的生产管理活动和各部门职能密切相关。各子系统处理的数据既独立又相互关联,构成一个完整而又共享的数据体系。因此,在系统的开发过程中,必须充分考虑系统功能和数据的整体性和一致性,即系统的整体性原则。

(4) 规范化原则。水电站 MIS 系统的开发是一项复杂的应用软件工程,本身有它应当遵循的规律与规范,目前在软件工程方面成熟的理论与工具也较多,应选择成熟和有生命力的工具(如项目管理技术),规范化地开展各阶段工作,尤其要重视各阶段文档资料的整理及阶段性评审工作,规范有序地开展工作。

(5) 渐进性原则。水电站 MIS 系统难以做到开发完成后就十分完善和先进,况且完善和先进总是相对的。事实上,管理人员对系统的认识是随着系统的使用而不断地加深,管理工作对信息需求 and 处理手段要求也是不断变化的,系统开发也同时受到技术手段、人员素质、投资等诸多因素制约,系统开发总是要经历一个逐步完善的渐进过程。因此,开发工作应该先有一个总体的规划,然后分步实施。系统的功能结构、设备配置方案,都要考虑日后的扩充和可兼容程度,使系统具有良好的灵活性和可扩充性。

4.1.2 开发方法

在把握有关原则之后,对于开发水电站 MIS 系统而言,下一步就是选择适当的开发方法。目前,水电站 MIS 系统开发的方法较多,如生命周期法、原型法、生成法和智能开发方法等。

4.1.2.1 生命周期法

生命周期法的依据是软件生存期的概念。一个 MIS 系统从它的提出、开发应用到系统的更新,经历一个孕育、生长到消亡的过程。这个过程周而复始,循环不息,每一次循环称为一个生命周期。生命周期法就是给 MIS 系统的开发

定义一个过程,对其每一阶段规定它的任务、目标及要编制的文档等,使开发工作易于管理和控制。水电站 MIS 系统的生命周期包括四个主要阶段:

(1) 系统调查与分析。从用户的要求出发,通过调查与分析,建立水电站 MIS 系统的逻辑模型。

(2) 系统设计。在系统调查与分析的基础上,对系统进行设计。包括系统总体设计(代码、数据、数据流、功能和接口等设计),输出输入设计,制定系统的实施方案等。

(3) 系统实施。按照实施方案对水电站 MIS 系统进行环境的实施,开发编程,调试,转换和系统验收并交付用户使用。

(4) 系统管理与维护。系统投入正常运行后的管理与维护。直至提出更新系统的要求,从而进入软件的下一个生命周期。

生命周期法通常是在系统需求比较确定的情况下采用。它的主要优点是目标明确,阶段性强,开发过程易于控制;缺点是往往周期长,见效慢。在水电站 MIS 系统开发中,这种开发方法已经逐渐得到认可并成为主流开发方法,有时也与原型法结合起来使用。

4.1.2.2 原型法

在系统开发中,系统需要用户给出明确具体的需求,但实际上做起来并不容易。电站管理人员对所从事的工作和计算机应用于管理的认识需要一个过程,有时事先对系统提出明确的描述是比较困难的。而且往往随着系统开发的不断深入,会不断提出新要求。为此,有经验的水电站 MIS 系统开发商,根据其开发的同类系统,考虑到各水电站 MIS 系统的共性,从基本需求入手,快速提供类似 MIS 系统的原型,通过原型确认需求并对原型进行改进,最终达到建立系统的目的的方法即原型法。

原型法的主要优点是允许用户在系统开发过程中完善其对系统的需求,相对而言系统开发时间短、成本低,更好地体现了渐进性原则。它的主要缺点是频繁的需求变化使开发进程难于管理,增加了系统数据(尤其是共享数据)规划和原型集成的难度,实践中往往辅助生命周期法使用。

其他一些方法(如生成法、智能开发法等)受技术等多方面因素的限制,在水电站 MIS 系统开发中尚不多见。

4.1.3 开发要点

水电站管理信息系统的开发是一个长期而复杂的过程,需要精心组织、合理安排和重视过程控制和阶段评审。此外,需要对以下内容有一个清醒的认识。

(1) 系统的建设宜采取“总体规划,分步实施”的策略。具体的策略可以有两种:一种是“自上而下”的策略,即首先确定系统的最终目标,然后自上而下进行目标分解,从而确定每一个子目标的功能和任务。另一种是“自下而上”的策略,即从系统的最低一层子目标着手,然后自下而上进行目标的综合,从而确定最终目标的功能和任务。

(2) 在系统开发的技术方法上,必须注意应用成熟的技术,管理信息系统的开发不是搞科研,而是一项应用软件工程。通常是任务重、时间紧,实用性要求高,容不得失败。因此要求开发人员必须沿用在实践中已被证明是可行的技术路线,采用开发人员熟悉的工具、方法和技巧,使系统开发的成本和风险降到最低。

(3) 开发过程必须划分工作阶段,每个阶段要规定明确的任务、目标和结果。阶段成果要写成完整文档(调查分析材料、设计方案、情况说明等要有明确的描述)并且格式要标准化。阶段成果作为下一阶段工作的依据,表述要清晰

明确。

(4) MIS 系统开发存在许多不确定性因素。实践证明,系统调查分析是关键步骤。这是一个有目的和有步骤的探索、研究和判断过程。系统分析人员使用成熟的分析工具和方法,对系统的目标、功能、环境、费用、效益等进行充分的调查研究与分析比较,以便获得最佳的系统方案。系统调查分析在整个系统开发过程中处于非常重要的地位。

总之,应采用结构化分析与设计的手段,注重系统开发过程的阶段化、模块化和工程化,体现系统工程的思想。

4.2 系统的开发方式与阶段

4.2.1 开发方式

水电站 MIS 系统开发的主要方式有以下三种:自行开发方式、委托开发方式和联合开发方式。受人员、技术等限制并考虑到将来的运行维护与管理,目前业主多选择联合开发方式,这样利于电站人才的培养和将来 MIS 系统的管理与维护。

4.2.2 开发阶段划分

一般可以将水电站 MIS 系统开发划分为以下三个阶段。

4.2.2.1 调查分析阶段

- (1) 依据:用户提出的需求。
- (2) 工作:调查分析,建立系统逻辑模型。
- (3) 控制点:系统分析评审。
- (4) 成果:系统说明书。

4.2.2.2 设计阶段

- (1) 依据:系统说明书(系统逻辑模型)。
- (2) 工作:总体设计、物理设计。
- (3) 控制点:系统设计评审。
- (4) 成果:系统设计(实施)方案。

4.2.2.3 实施阶段

- (1) 依据:系统设计(实施)方案。
- (2) 工作:系统环境配置、软件编程开发,系统调试、系统运行。
- (3) 控制点:系统验收。

5 水电站管理信息系统开发的调查与分析

MIS 系统的调查与分析,也称系统分析,是水电站 MIS 系统开发工作的第一个阶段,是最重要的一步。它的内容包括对用户管理系统的调查、(可行性论证)、系统分析并据此提出 MIS 系统方案,最终建立水电站 MIS 系统的逻辑模型及编写系统说明书。所谓 MIS 系统逻辑模型,简单地讲就是指 MIS 系统具有什么功能或者说规定系统做什么,如何做不是本阶段的内容。因此,系统分析阶段也可称为系统的逻辑设计阶段或功能设计阶段。

需要特别说明的是如果 MIS 系统尚未立项,需要对其进行可行性论证,然后决定是否立项时,此部分内容还应增加初步调查与分析并编制可行性报告等内容。常常使用简单易懂的图表工具(关系图、系统图、各种调查表)通过调查会、访谈等方式,将电站的组织概况与环境、管理系统情况、员工对系统的态度与认识、各种资源情况等内容进行收集整理,然后进行可行性分析研究(技术、经济和社会),分析结果按一定的格式整理成书面文件就形成了可行性研究报告。报告结论是项目可行,具备条件可以立项则应适时召开可行性研究报告审查会,报告通过后即可以履行相应手续,开展下一步工作。

接下来的任务就是要对系统进行详细的调查分析,进而

提出 MIS 系统的逻辑模型, 并进行评审。调查分析的目的主要是了解组织内部信息的处理和流通情况, 重点是准确地掌握用户信息处理的具体情况, 为建立一个符合实际要求的逻辑模型及下一步工作打下良好基础, 其工作量也比较大。调查分析主要包括组织结构调查、事务处理调查和信息流程调查与分析。

5.1 组织结构调查

信息的流动是依据组织结构进行的, 为了明确水电站内的信息流情况, 一般在组织结构图中详细画出 MIS 系统所涉及的各部门和它们之间的各种信息流。在这一过程中自然也了解到每一个部门涉及哪些信息、信息的来源与流向、需要进行的处理等内容, 将其详细记录整理在案 (多以表格形式)。

5.2 事务处理调查

事务处理调查是为了详细了解水电站各部门从事信息处理的事务活动情况, 掌握它们在事务处理过程中的具体业务流程及需要改进的地方。主要运用事务 (业务) 流程图简洁明了地表示出各部门内部及其部门之间的事务 (业务) 处理情况。

5.3 信息流程调查与分析

组织结构调查和事务处理调查的结果实际上还不是信息流程的抽象和综合, 对于管理信息系统的开发来说, 更重要的是了解数据及信息的流动与存储情况, 以及对数据及其处理情况进行分析与综合, 这就是信息流程的调查与分析。

信息流程调查的内容包括:

(1) 各类信息 (数据) 载体。如各种单据、原始凭证、卡片、台账、报表等。掌握它们的作用、来源、去处和输出方式等。

(2) 了解各项数据的内容、物理意义、结构 (包括名称、类型、长度和精度)、计算或逻辑处理算法以及载体的格式等。

(3) 了解信息采集和输入前的预处理过程, 人工或计算机处理的方式、方法和要求, 掌握信息流动的过程。

(4) 了解信息总量, 信息存储方式, 信息的安全性、保密性要求和保留的时间期限等。

在信息流程调查与分析中, 主要通过数据流图划分出 MIS 系统的各个基本功能, 并建立详细的数据字典 (基本数据属性表、数据流属性表和数据存储属性表), 利用各种逻辑表达工具 (判定树等), 对数据流图中的各个基本功能项的数据处理功能进行详细的说明, 主要包括: ①需要对数据进行数学运算; ②在某些逻辑判断条件下需要执行的不同操作; ③数据的读写操作或与外部实体的信息交流。

列出数据处理基本功能项的汇总 (分析) 表及基本功能项与所涉及的所有基本数据项 (数据库表的字段) 的关系表。至此, 也就完成了详细的 MIS 系统数据分析与功能分析。将调查与分析 (系统分析) 阶段的成果, 总结整理便形成了系统说明书 (逻辑设计说明书), 建立了系统逻辑模型。由于在整个系统分析阶段, 考虑了合理改进水电站管理系统事务 (业务) 流程, 详细分析和建立了所要开发的水电站 MIS 系统逻辑模型, 为下一步设计和开发满足用户需要的 MIS 系统打下了坚实的基础。对系统说明书进行评审, 通过后即可进入 MIS 系统开发的设计阶段。

6 水电站管理信息系统开发的设计

在设计阶段, 开发人员将根据系统调查分析阶段的结果 (系统说明书), 进行 MIS 系统的设计。系统设计由两个方面组成: 首先是系统总体设计, 即把系统的功能分解成许多基本的功能模块, 确定其功能、处理流程和相互间的关系, 完成系统环境的配置, 包括硬件设备的选择和软件配置方案的确定; 其次是物理设计, 即选择具体的技术手段和处理方式实现系统规定功能。因此, 可以说此阶段的任务是确定系统 “怎样做”。

6.1 系统总体设计

6.1.1 系统功能结构的划分

总体设计的任务是确定系统总体功能结构、各子系统及功能模块。采用结构化系统设计方法自上而下地将系统划分为若干个子系统, 子系统又划分为若干功能模块, 如有必要, 模块又可以继续划分直到每一个模块能够作为基本功能项独立编程实现。系统功能结构划分的结果, 最终反映为一张分层的树状功能结构图, 如图 5.10-5 所示。

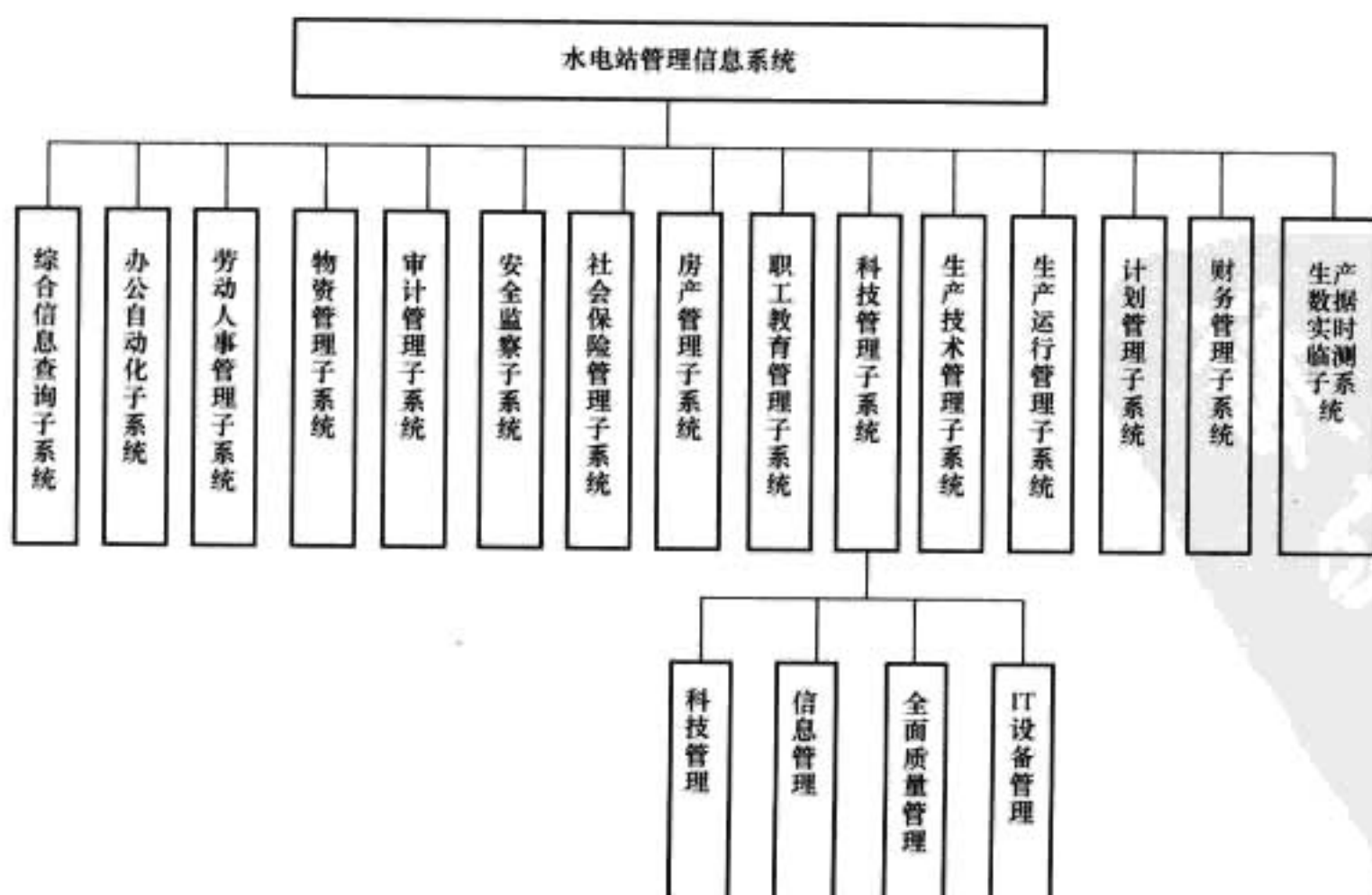


图 5.10-5 水电站管理信息系统 (MIS) 总体功能结构示意图

功能划分过程中应注意:

(1) 职能划分法。管理系统功能多按职能部门的管理功能划分,把系统划分为生产运行管理、物资管理、财务管理等各子系统。这样 MIS 系统的功能与企业内部的管理模式相适应,系统易于使用和管理。

(2) 最大最小原则。子系统或模块内部的信息依赖关系尽可能大,子系统或模块之间的信息依赖关系尽可能小,即尽量减少子系统(模块)之间的关系,如调用关系、控制关系和数据交换关系。

(3) 易扩充性原则。划分子系统或模块要考虑到系统功能的扩展和调整,使系统易于扩充且不影响原有的模块结构,便于系统分阶段实现。

(4) 完整性原则。各子系统在数据上应是完整的,一个数据类只能由一个子系统生成。

6.1.2 系统环境的配置

系统环境的配置包括硬件设备的选择和软件配置方案的确定。所有这些将构建水电站 MIS 系统应用软件的运行平台,因此系统环境的配置水平将直接影响到应用软件的运行效果,主要包括以下几个方面:

(1) 搭建 MIS 系统网络。请参阅 10.2.1 节的内容及相关资料,根据电站 MIS 建设的实际情况确定系统网络的拓扑结构方案(包括网络设备的选型)。方案应充分考虑到网络设备技术的先进性、成熟性、网络的可靠性、可维护性、网络的恢复能力、各级交换机的带宽、网管功能、网络可扩展性及方案的性价比等诸多因素。

(2) 计算机及其附属设备选型。MIS 系统的计算机主要有服务器、工作站及桌面计算机等。选择时应考虑计算机的主板、CPU 的型号、主频、内存的大小、I/O 通道、存储器容量和性价比等因素,以及附属设备的型号及性能指标,如显示器的分辨率、显示方式和扫描方式;打印机的行宽、速度和打印方式;绘图仪的画线速度、精度、笔数和颜色;扫描仪的幅面、分辨率、颜色和灰度等级等。

(3) 软件配置。软件环境要考虑的主要是系统软件和工具软件的配置问题,要根据系统设备配置的总体方案和系统功能上的要求,考虑如下各类软件的选用:

操作系统(网络),如 UNIX、Linux、Windows NT/2000 Server 等。

数据库系统,如 Oracle、Sybase、SQLServer 等。

程序语言,如 VB、VC、C++ 等。

MIS 系统开发环境与工具,如 PowerSoft 公司的 Power Builder, Borland 公司的 Delphi 及 Microsoft 公司的 Visual Basic 等。

系统环境配置在水电站 MIS 系统中所占的投资比重较高,因此,配置方案的设计非常重要,设计人员必须具有 MIS 系统开发的良好技术素质,有较全面的硬、软件知识,并能掌握软硬件产品的发展动向和市场信息,唯有如此才能设计出高质量的系统环境配置方案。方案包括系统的网络拓扑结构图、硬件设备型号与配置清单、软件配置清单等。

6.2 系统物理设计

6.2.1 代码设计

代码是一组有序的数字或字母的排列,是代表客观存在的实体或属性的符号,代码设计就是给系统中某些实体及其属性以相应的编码,如大家所熟悉的身份证号码、图书编号、学生的学号等。在管理信息系统中,代码是人和计算机对实体及其属性进行识别、记载和处理的共同语言,是人和

机器交换信息的基础工具。它的主要作用有:

(1) 为数据单元提供一个简单而准确的识别,以便于数据的存储、检索与处理。

(2) 代码可以显示数据单元的属性,便于对数据含义的理解与操作。

(3) 使数据有序地排列,便于对数据进行排序、累计或按某一规定算法进行统计分析等,提高数据处理的效率和精度。

代码设计对 MIS 系统的设计和实施影响极大。如果代码设计不合适,会直接影响到程序的质量。因此,设计人员必须重视代码设计。高质量的代码应满足唯一确定性、标准化与通用性、可扩充性和稳定性、便于识别和记忆、短小且格式统一、容易修改等要求。在水电站 MIS 系统中一般不建议开发人员使用自行设计或开发商移植的代码体系,应尽量采用上级部门规定的编码标准,如电力行业信息系统编码等。但实际工作中由于各种原因(代码版本、电力体制改革等)使得一些水电站在 MIS 系统开发中未能选择统一的代码体系标准。但是企业希望在电站生命周期(规划设计、施工、安装、调试、运行、维护、管理)的各个阶段推行和使用统一的发电厂代码体系,建立国家或行业标准化的发电厂代码体系。届时设计院设计的图纸、基建单位建设的(水工)建筑、制造厂商生产的设备及生产维护与管理等过程都将采用统一的编码标准,电站运行的所有设备、设施、系统均带有统一规范的数字信息(编码信息将成为产品重要的组成部分)。这将极大地推进包括 MIS 系统在内的电力信息与控制系统的发展,为未来数字化电站的实施打下坚实的基础。

实际上我国有众多的水电站,特别是大型水电站的一些主设备如水轮机、发电机、主变压器、高压开关等选用的是国外设备,制造商提供的信息代码往往是国际上电力行业有影响的标准,其结果对我国水电站(数字化电厂)乃至电力系统(数字化电力系统)信息化建设影响较大。下面对国内外电力行业代码体系情况予以简要介绍,希望对水电站 MIS 系统代码体系的设计与选择有所帮助。

6.2.1.1 我国电力系统使用编码的现状

国内电力系统由于电厂生命周期(规划设计、施工、安装、调试、运行、维护)的整个过程在国内被多种类型的企业分别承担,因而一直没有一个能够贯穿始终的编码。另外,在国内的电力设备编码体系中,还有一类是由国内自行设计、自行生产制造安装的设备,他们所采用的设备编码也各不相同,主要是按设计图纸的编号体系来对设备进行编码。该编码标准主要应用在电站设备的设计、制造、安装和维护阶段。目前,我国的火力发电设计系统多采用 KKS 编码,而且有一部分设计院已制定了本企业的 KKS 电厂标识系统企业标准。部分发电集团(如中国华能集团公司、中国国电集团公司)的电厂(水电站)鉴于电厂 MIS 系统的需要,也采用了 KKS 编码规则对电厂的系统、设备设施等进行标识。我国的核电设计系统,目前采用两种编码系统,广东大亚湾、岭澳,浙江秦山核电站采用法国码,江苏田湾核电站采用 KKS 编码。由于编码标准的不统一,也在很大程度上限制了以编码为基础的各种信息系统的兼容推广与发展,也影响更高层信息系统(集团公司)与所属企业信息的共享。因此,各发电集团公司迫切希望采用一个全国统一的编码。

6.2.1.2 国外流行的编码标准

(1) KKS 编码。

德文为 Krafwerk Kennzeichen System, 缩写为 KKS, 英文为 Identification System for Power Plant, 中文为电厂标识系统。KKS 电厂标识系统起源于德国, VGB 技术委员会于 1978 年 6 月在德国以手册的形式发布了第一版, 当时就得到了欧洲电力工业的广泛采用。1995 年第四版正式出版后, 它在欧洲的电力工业几乎无处不在, 以致控制系统的程序编码都直接引用了该编码, 基本上形成了一套完整的发电厂(包括各种类型的电厂、变电站)的标识系统。KKS 电厂标识系统是根据任务、装配关系、类型和位置来标识任何类型电厂中的各个装置、装置的各个部分以及各个设备, 其应用范围包括工程规划、设计、施工、运行、维护、管理等方面。在 KKS 编码整个体系中包括工艺相关标识码、安装地点标识码和位置标识码三种编码标准, 这三种编码采用了统一的格式, 每种编码都再细分成四个分解层次, 各级的名称都是以工艺过程相关的代码为依据。KKS 编码是针对电厂设备的编码, 但 KKS 编码标识系统能与其他编码系统(如物资编码)良好组合, 这就可以构成完整的电厂管理信息系统编码体系。

(2) CCC 公共核代码编码。

由英国 GEC 公司定义的 CCC (Common Core Code, CCC 编码) 核心编码是各类电站建设项目、生产与经营管理的编码核心结构。核心码用 5 位阿拉伯数字涵盖所有系统的基本框架, 每位编码的含义由实施者自行定义。对于核心码未描述到的设备或管理对象, 根据 CCC 编码的规则, 在核心码的基础上通过挂接方式进行灵活的扩展。电厂所有管理对象都可以根据 CCC 编码的编码法则来编制相应的设备材料编号、图纸资料编号、电缆编号、项目管理网络计划作业编号等。通过 CCC 码使各个系统有机地联系在一起, 构成完整的电厂管理编码系统。

(3) ALSTOM 现场装置编码。

现场装置编码是由法国 ALSTOM 公司提供的一套编码系统。它类似于 KKS 编码, 根据任务、类型和位置来标识电厂中的装置、装置的各部分及设备, 以表示现场设备的任务、类型和位置, 因此称它为“现场装置码”。ALSTOM 编码由机组编号、系统代码、设备代码、序号四部分组成。

(4) 美国 SDN 编码。

SDN 编码体系 (Standard Document Numbering) 是美国 Bechtel 公司在 1997 年公布的设备编码标准体系。SDN 编码类似于 KKS 编码, 主体部分通过分别标识设备的工艺过程设备部件、(逻辑) 安装地点、区位来完整地标识一个设备。采用分层(段)代码体系结构, 从主到辅、从大到小、从整体到个别的逻辑层次, 把区域位置、逻辑位置、几何区间位置编入代码。具有严格的统一编码, 也有灵活的自定义域。除此之外, SDN 还具有总体工程号、标识企业类型、名称和区域、业务类型、版本号标识。

6.2.1.3 编码的选择

在目前尚无统一标准的情况下, 从电站全生命周期角度考虑电站 MIS 系统的编码如何选择, 确实有一定难度。电站上级部门有明文规定的除外, 编码标准从实际出发首先应考虑采用电力设计部门、施工建设单位、设备制造商普遍使用的国际标识标准。往往这样的标准具有严格完善的编码规则, 有专门的技术管理机构, 国际上使用范围广, 易于学习和对外交流(国内众多的电力设备来自于国际厂商)。根据国内情况, 自编一套中国码将费力费时, 而且需经过实际工程检验, 难以使多数业主接受。从国际流行的编码中进行选择, 拿来主义的做法不失为一种省力而可靠的方法。由

此看来, 德国的 KKS 编码是一个比较好的选择。因为 KKS 码本身优秀, 技术上成熟, 有专门管理机构, 在国内外使用广泛, 国内电力设计部门已基本掌握, 并被大多数电力集团(业主)所接受。

6.2.2 输出输入设计

输出是向用户提供 MIS 系统信息处理结果的唯一手段, 也是评价信息系统的重要依据之一。一般而言, 用户关心的是输出的内容与格式是否符合系统功能和用户的需要。由此可见, 输出设计在系统设计中的地位十分重要。输出设计主要包括确定输出内容、选择输出方式和输出格式设计等。输出内容的确定应该根据“系统说明书”中的系统功能和输出的调查结果来进行。选择输出方式包括屏幕显示(常规窗口或浏览器)、纸质输出、介质存储(存储器、光盘)、网上传输等。无论是哪一种输出方式, 其输出格式是多样化的, 主要根据用户的要求与习惯, 从美学和视觉的角度, 选择简洁明了的输出。常用格式有阵列、表格、多窗口显示、直方图、饼图、曲线等。

将机外的信息(主要是原始数据, 不包括用程序从设备中自动取得的数据)通过接口设备(键盘、鼠标、扫描仪等)输入到计算机内的过程称为信息的输入。所谓输入设计, 就是根据系统对数据输入功能的要求, 在保证输入信息的正确性的前提下, 确定输入信息的内容、输入方式和进行具体的输入格式设计。信息输入手工作业多, 工作量大, 是容易出错的环节。因此, 输入设计应做到: 输入量尽可能地少, 输入过程简便, 对输入数据具有校验纠错等安全措施, 并尽快将输入数据用确定的存储方式记录下来。一般来说输入内容是根据输出功能的要求来确定的, 包括确定输入数据项的名称、数据类型、精度、数值范围及输入处理方式等。大多数的数据输入是通过相应的输入接口软件, 以屏幕窗口界面来完成。屏幕输入窗口格式多采用相关数据项成组有序排列方式, 只要按顺序逐个键入数据即可, 设计时要考虑人们日常操作的习惯, 多参考输入数据用的原始凭证或输入记录单的式样, 使输入时的屏幕格式与数据载体的格式相一致, 输入操作就会觉得熟悉方便, 不易出错。人们在输入操作时难免出现错误, 因此, 需要通过一定的技术手段对可以发现的输入错误予以纠正。

6.2.3 数据库设计

经过系统分析阶段, 弄清楚了系统的需求和要实现的功能, 对基于数据库(关系型)的管理信息系统来讲, 下一步就是进行数据库设计。数据库设计内容包括数据库管理系统(DBMS)的选择、逻辑表设计和数据库的物理设计。

6.2.3.1 数据库管理系统的选择

数据库管理系统的选择主要是依据对系统的后台数据库管理系统进行需求分析后确定。需求分析主要包括: 系统的框架结构对后台数据库的要求; 系统处理的数据量大小对后台数据库的处理性能要求; 系统处理的数据类型对后台数据库的要求; 系统的并发用户数量大小对后台数据库系统的要求; 系统存储的数据量大小对后台数据库系统的要求; 系统的响应时间长短对后台数据库系统的要求; 系统其他方面对后台数据库的要求等。通过以上分析, 即可确定系统对后台数据库各方面的要求, 结合当前可以使用的数据库产品情况, 可以选定系统要使用何种数据库管理系统。

6.2.3.2 设计逻辑表

由于管理信息系统是一个基于数据库的信息处理系统, 是以数据为核心, 所以在得到系统需要实现的功能以及各个

功能模块的划分后，接着就要对系统要处理的数据进行分析，进行逻辑表的设计。在设计逻辑表之初，一般将要处理的数据转化为 E-R (Entity-Relation) 实体—关系图的工作。由于 E-R 图具有接近人的思维、与数据库无关性、可以方便地表达处理的数据之间的关系以及向关系型数据库系统体系转化方便等优点，所以一般采用它来表示被处理的数据之间的逻辑关系。

将处理的数据表示为 E-R 图后，将 E-R 图再转化为概念模式中的逻辑表。逻辑表与数据库中实际存储的数据库表相对应。逻辑表是用来标识逻辑概念的，一个逻辑表和一个实体或一个关系相对应。数据库表是数据库中真正存储数据的表。一个逻辑表可以依据系统的冗余度、响应时间等要求转化成若干个数据库表，并且在拆分过程中，为方便处理，还会对转化后的数据库表做一些加工修改。

以人事变动管理中的员工职位变动管理为例，简述 E-R 图的使用及逻辑表设计。

该模块涉及管理员工的基本信息和职位信息，以及员工的职位变动信息。从数据库设计的角度看，可以将系统涉及的信息分成两个实体及这两个实体之间的关系：员工和职位实体，以及员工从事某个职位的工作对应关系。员工实体有姓名、性别、出生日期、籍贯、民族、最高学历、专业、身份证号、手机号码等属性；职位实体有部门号、部门名称、职位号、职位名称等属性。员工实体和职位实体之间的对应关系有员工从事该职位的开始时间、结束时间、评价等，其 E-R 图如图 5.10-6 所示。

在企业中员工职位升迁等现象经常发生，对员工职位升迁历史的记录，也是企业人事变动管理的重要内容，所以，系统还应该具有对员工职位变化进行记录处理的功能。

依据对本系统 E-R 图的功能分析，为本系统设计 3 张逻辑表：员工表、职位表、职位变化表。各逻辑表的结构见表 5.10-2。

表 5.10-2 员工职位变动管理各逻辑表结构

员工表字段名	职位表字段名	职位变化表字段名
姓名	部门号	员工姓名
性别	部门名称	部门号
出生日期	职位号	部门名称
民族	职位名称	职位号
最高学历	职位说明	职位名称
专业		开始日期
身份证号		结束日期
婚姻状况		评价
手机		备注
备注		

6.2.3.3 数据库的物理设计

数据库的物理设计是指数据库在存储设备上的实现，是数据库逻辑结构的物理组织。主要是逻辑表向数据库表（物理表）的转化。下一步工作则是利用选定的数据库管理系统，建立 MIS 系统的数据库。逻辑表向数据库表的转化，主要目的是为了能将逻辑表所表达的信息存入数据库，用数据库进行处理。同时在转化的过程中还要考虑到转化后的数

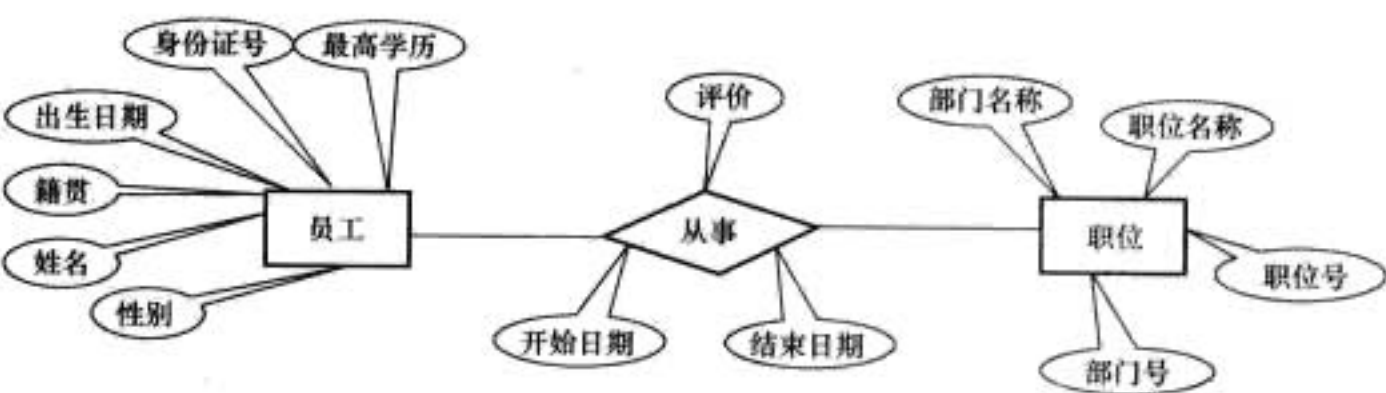


图 5.10-6 员工职位变动管理 E-R 图

据库表处理的高效性和数据存储的低冗余性，要在处理的高效性和存储的低冗余性之间找到一个性能冗余平衡点。一般情况，逻辑表和数据库表之间的关系是一对多的关系，即一个逻辑表可以拆分成若干个数据库表，这些数据库表通过某种关系连接起来，来表示一个逻辑表的概念。而且在由逻辑表转化数据库表的过程中，为方便数据库处理，需要向数据库表中添加一些逻辑表中没有的字段，或删除一些在数据库表中不必要的字段，或对逻辑表的某些字段进行转换。在逻辑表向数据库表转化的过程中，还要涉及数据库表主键、外键以及索引的建立等问题。

6.2.4 接口设计

水电站的实时控制及监测系统（通称实时测控系统）主要是监控、水情测报、调速系统、闸门控制、安全监测、机组状态监测等系统，实现对电站生产过程的操作控制和实时数据采集。水电站 MIS 系统是电站综合信息管理系统，是电站生产经营和管理的辅助决策系统，作为电站辅助决策的 MIS，需要实时测控系统提供电力生产全过程的实时信息作为领导决策的基础依据，这就需要实时测控系统为 MIS 系统提供数据支持，即实现两系统的互联。网络互联设计时必须考虑保证互联网络的相对独立和实时测控系统的安全可靠。

6.2.4.1 异步串行通信方式

该系统将水电站实时信息从实时测控系统的微机工作站采用异步串行通信方式，通过调制解调器发送给 MIS 的中继机（微机工作站），再由中继机上网广播送给 MIS 网络上的服务器，从而实现 MIS 系统对实时测控系统生产信息的共享，接口结构如图 5.10-7 所示。实时测控系统的后台机利用异步串行口和 MIS 系统的中继机进行桥接，不断打包组装和发送约定的实时信息，MIS 系统中继机接收信息并按照预订协议解包，根据 MIS 系统的实际需求，进行数据格式重新转换，然后通过 MIS 系统的网络送往指定服务器，并按信息类别与格式分别存储到相应的数据库中，从而为其他各功能模块提供数据源。为了确保实时测控系统的安全，MIS 系统与实时测控系统之间只能为单向数据传输，不允许 MIS 工作站直接访问实时测控系统。

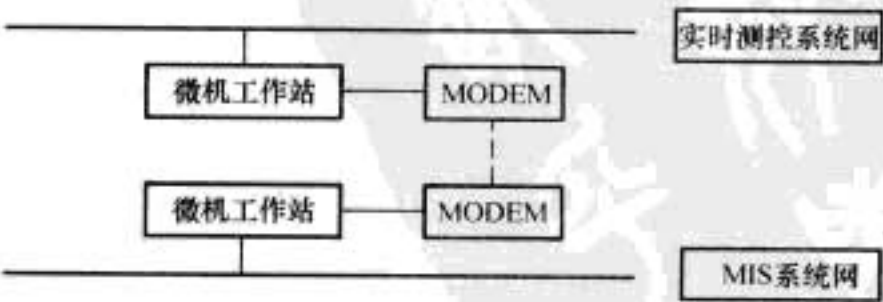


图 5.10-7 异步串行通信方式接口设计结构示意图

此种结构适合小型数据交换与共享系统的需要，实现简单，投入少，而且采用 RS-422 或 RS-485 接口直接替代 MODEM（距离允许），可以大幅提高传输速率，满足系统的需要。否则，会受限于 MODEM 的线路传输速率（最高为 56Kbps）。各接口标准的有关参数见表 5.10-3。

表 5.10-3 异步串行通信接口有关参数

规定	RS232	RS422	R485
工作方式	单端	差分	差分
节点数	1 收、1 发	1 发 10 收	1 发 32 收
最大传输电缆长度	50 英尺	400 英尺	400 英尺
最大传输速率	20kbit/s	10Mbit/s	10Mbit/s

6.2.4.2 路由器方式

水电站 MIS 系统与实时测控系统的网络互联设计可以采用路由器方式，接口结构如图 5.10-8 所示。使用这种方式互联的首要任务是协议的选择，水电站各个实时测控系统广泛采用的网络是以太网。TCP/IP 协议是唯一的选择。以太网是一个基于广播方式的网络，任何一台机器上发出的报文会被同一网络上的所有机器监听到，只有被寻址的机器（同报文中地址相同的机器）才会予以响应。由此可见，在同一网络内部，每一个报文都无须选择路径，就可以直接到达它的目的地，但是在两个或两个以上的网络互联时，处在一个网络中的某台机器要向处在另一个网络中的某台机器发送信息时，如果没有一个网络间连接路径，则信息根本无法传输。因此，网络互联设计可以采用在上述网络之间架设路由器，通过定义网络的 IP 地址使互联网络处于不同的网段，利用路由器的路由功能实现 IP 数据包的转发，从而达到网络互联目的。安全方面通过定义访问列表，控制各网络不同计算机的访问权限和被访问权限，达到网络安全保护的目的。

路由器可以采用硬件路由器或软件路由器。性能优良的专用硬件路由器传输数据量大、速度快，但一般价格较高、配置方法复杂，需根据实际投资选择。如果电站实时测控系统和 MIS 系统之间数据交换不是很频繁，可不采用价格昂贵的专用路由器。此时可以采用软件路由器。有些 Windows 网络操作系统中本身具有路由功能（如 Windows 2000 server）可以满足一般的数据路由要求。选用一台工控机安装 2 块自适应网卡（10/100M），并将其分别与 MIS 系统和实时测控系统连接，安装具有路由功能的操作系统并完成网络分段、TCP/IP 协议、设定 IP 和路由服务等配置。最后通过配置访问列表来控制两个网络中允许访问和被访问的计算机，保证实时系统安全。

通过路由器方式实现网络互联并配置访问列表后，MIS 系统指定计算机可以从实时测控系统指定数据库采集数据，实时测控系统指定计算机也可以直接将数据写入 MIS 系统指定数据库。

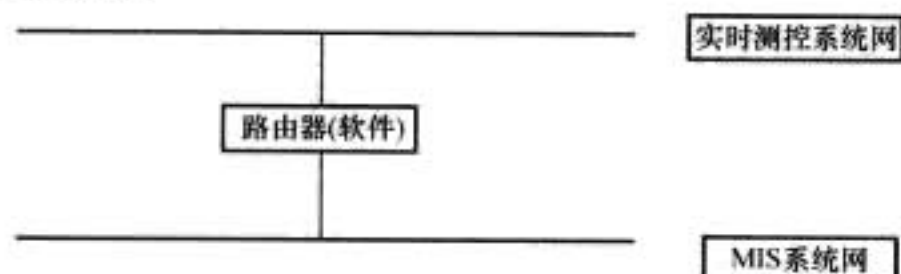


图 5.10-8 路由器方式接口设计结构示意图

6.2.4.3 共享数据库方式

该方式的硬件结构是以一台计算机作网关，安装两个以太网卡，分别配置实时测控系统域内的网络地址和 MIS 系统域内的网络地址，接口结构如图 5.10-9 所示。电站实时测控系统网络以及 MIS 系统网络分别和此计算机相连，网关计算机处于电站实时测控系统域，以 MIS 系统中的工作组登录并设置共享。网关计算机安装专用工业控制软件（如 InTouch）或自行开发通信软件，利用软件功能和实时测控

系统的工作站通信，取得发电机组和线路等设备的各种实时和历史信息。在网关计算机上建立一个共享目录，按 MIS 系统所需的各种信息及结构建立实时和历史数据库（如 Access）文件。网关计算机可以对各种信息予以显示，同时实时及定期（对历史库）刷新本机共享目录下的相应数据库文件，并为 MIS 系统提供数据连接源，完成向 MIS 系统提供数据的功能。网关计算机实现共享数据的集中，并向 MIS 系统提供其所需的生产信息。MIS 系统只能看到向其提供共享的数据库，不能看到实时测控系统的其他信息，这种方案投资少，功能比较简单，数据处理和显示等功能由 MIS 系统来完成，实践中应用较多。

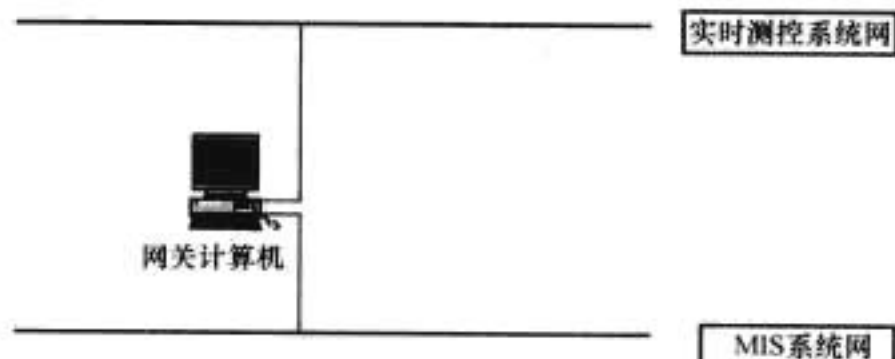


图 5.10-9 共享数据库方式接口设计结构示意图

6.2.4.4 网关 WEB 服务器方式

使用一台计算机安装两个网卡分别接入实时测控系统以太网和站内 MIS 网，构成网关计算机，结构见图 5.10-10。实时测控系统以太网和厂内 MIS 网分别登录到不同的域，采用不同的 IP 地址段，从而将两个网隔开，保证实时测控系统网不受干扰，确保生产安全。同时将网关计算机设置成 WEB 服务器，在实时测控系统网内设有专门的数据处理工作站，该工作站在实时测控系统网内获得实时和历史数据，分别存入相应的数据库，并为网关 WEB 服务器提供到实时和历史数据库的连接。然后网关 WEB 服务器再通过专业的网络数据发布工具，将所需的实时测控系统的数据发布上网（建立了实时测控系统网站），供水电站 MIS 系统用户通过浏览器，实现对实时测控系统网站的查询，包括对实时数据查询及历史数据查询、分析、趋势显示等，从而在 MIS 系统中实现以浏览器/服务器（B/S）方式对系统运行的监视与分析。

6.2.4.5 数据库复制方式

以一台计算机安装两个网卡构成网关计算机，结构见图 5.10-10。在网关计算机上安装和实时测控系统的数据库同样的数据库软件，并安装数据库同步复制软件，应用数据库（如 Sybase）的复制软件，定时将实时测控系统的整个历史数据库和实时数据库同步复制到网关计算机的数据库中，网关计算机为 MIS 系统提供到其数据库的连接，从数据库中获得电站的各种历史数据信息和实时数据信息。此种方案投资比较高，需要再购买数据库软件和数据库复制软件，但是能向 MIS 系统提供电站完整的生产（历史）数据信息，由于数据库复制的刷新时间较长，实时数据的实时性易受到影响，且由于数据库复制频繁操作实时测控系统的实时与历史数据库，会降低实时测控系统数据库的性能。

以上的接口设计方案只是目前采用较多的几种方式，具体的选择要根据互联系统的实际情况和需要而定。随着计算机网络技术及开发工具等 IT 技术的发展，网络间接口的方式会越来越丰富，MIS 系统的开发人员要不断地掌握新技术，不断地实践，不断地总结，才能为用户设计开发出适宜的接口。

6.2.5 系统的安全性设计

水电站 MIS 系统的安全性，涉及软硬件两个方面，但

其核心是系统数据的安全。系统的安全性设计是制定数据安全保障措施,也就是系统对可能发生的人为破坏、操作失误或系统故障等因素影响所做的预防措施、保护措施和恢复措施,控制系统信息资源的非正常存取、修改、复制及使用。主要做法有:

(1) 硬件方面利用系统设备的拓扑结构及其自身的保护和恢复能力提高系统的可靠性,如配置双(多)服务器网络系统、双工系统、防火墙、防病毒设备、星网结构以及双硬盘镜像存储或磁盘阵列等。

(2) 软件方面的安全性措施包括利用系统环境提供的管理软件,如网管软件,对不同用户分配不同的环境使用权,如设置入网口令、目录权限等;利用 MIS 系统安全措施,如设置操作员进入系统的密码,分级设置操作权限,限制非法增删改数据;加强应用程序的容错性、数据的分布存储、强行备份;制定系统使用与维护管理的规章制度,如明确系统各级使用与管理人员的权限、操作规程、设备管理规定、防火防盗、防病毒措施等,从制度上保证系统和数据的安全性。

6.3 系统设计方案编写与评审

系统设计阶段的成果是建立了水电站 MIS 系统的物理模型,整理后即为 MIS 系统的系统设计方案。方案主要包括总体设计、代码设计、输出输入设计、数据库设计、接口设计与安全性设计等的结果:

(1) 系统总体功能结构图——功能的划分与总体功能结构。

(2) 系统环境配置方案——系统的拓扑结构及硬软件环境配置清单。

(3) 系统的代码体系,包括代码结构及编码规则。

(4) 输出输入设计的详细说明,包括输出输入设计的内容、方式和格式。

(5) 数据库设计的详细说明,包括数据库的结构与组织的说明。

(6) 接口设计的说明,包括 MIS 系统与所有现行信息或控制系统的接口方案。

(7) 安全性设计说明,包括软硬件方面采取的安全措施。

有时将系统设计方案与下一步的项目实施计划合并成实施方案,视需要选择。

系统设计方案完成之后,需要对其进行评审。召开有用户管理人员、系统设计人员和信息系统专家参加的系统设计评审会,对实施方案进行充分讨论,最后由领导批准。系统设计方案批准后,即成为系统实施的重要依据,并作为下一阶段开发工作的指导性文件。

至此,系统设计阶段的任务已完成,MIS 系统开发将进入系统的实施阶段。

7 水电站管理信息系统开发的实施

水电站 MIS 系统经过上面的调查分析和系统设计两个阶段,已经为系统的程序实现做好了基础准备工作。接下来 MIS 系统的研制工作将进入全面的编程实施和转换阶段。信息系统的实施与转换是系统开发最终付诸实现的阶段。在此阶段,系统开发人员将根据批准的系统设计方案(实施方案),分别完成系统环境的实施、编程开发、系统调试、编写系统使用说明书、系统的建立与转换和系统验收等任务,最后把一个可以实际运行的系统全部交给用户。

实施阶段的工作需要开发人员投入大量的人力、物力,占用的时间也最长,开发工作的顺利完成取决于系统实施的项目管理工作和用户的大力支持。在系统的建立与转换期间,还要进行人员的培训,安排好数据录入和从其他系统的转换过渡工作。总之,系统的实施与转换是落实系统开发任务的关键环节,必须充分重视项目管理工作,否则,将影响项目的进度、工期和投资。

7.1 系统环境的实施

系统进入实质性开发阶段,首先要得到硬、软件环境的保证,为开发编程创造一个平台环境,这是系统得以实现的物质基础。在系统设计阶段,已经为系统环境考虑了一套完整的配置方案,现在需要把批准后的配置方案付诸实施,主要是设备的购置与安装、软件安装及系统环境调试。

7.1.1 设备购置与安装

设备购置应该根据系统设计中选定的设备型号和配置清单进行。一般由 MIS 系统开发商按合同约定采购,用户也可以自行或委托专业信息设备经营公司购买。购置时应特别注意市场产品升级变化、设备性价比等因素,选择信誉和售后服务良好的供应商。

设备安装包括网络布线和设备的安装与连接。网络布线工作用户往往由综合布线项目完成,这部分工作已经比较成熟简单,由 MIS 系统开发人员或电站技术人员均可按设计要求实施完成。对于整机设备,通常只需经过简单的安装就可以互相连接。设备的分布位置和连接方式由系统设计中确定的系统拓扑结构决定。连接时要注意设备放置的位置,既要服从用户的需要,又要方便设备的相互连接;走线要合理,避开强的电场和磁场。

7.1.2 软件安装

软件安装指的是为计算机系统装入 MIS 系统开发和运行的软件环境。根据系统环境配置方案中的软件配置,分别装入(网络)操作系统、数据库管理系统、程序设计语言系统和开发应用系统使用的工具软件等。安装时要注意软件版本及对硬件资源的要求。

7.1.3 系统环境的调试

硬软件连接和安装以后,应由专业技术人员对系统的整个硬软件环境进行调试。检查的重点应放在网络、主机、特殊存储设备(硬盘镜像或磁盘阵列)、通信和软件等方面。必要时对硬软件的运行情况与性能指标、多用户联机通信的效率和软件与机器间的配合等情况进行测试。此外,对系统主设备(主交换机、服务器)的环境设施及电力供应等内容,根据系统的要求和用户的条件逐一落实。系统环境的配置工作也是水电站 MIS 系统实施过程中的一项重要基础性工作,必须高度重视。至此,系统环境的实施工作结束,项目进入编程开发环节。

7.2 系统编程开发

编程开发是系统实施中工作量最大、耗时最多的工作,是开发 MIS 软件的主要环节。在前面工作的基础上,建立 MIS 系统的数据库应用系统,创建系统登录模块、系统的主窗口模块和各个功能模块等并编写代码以实现其功能,将系统编译成可以脱离开发环境而单独运行的程序,创建安装文件并进行系统网上发布与安装。

目前,MIS 系统的开发均采用专业的开发工具来完成。主流的开发工具(如 Power Builder、Delphi、VB 等)吸收了目前先进的软件开发方法,是面向对象的数据库应用系统

开发工具。在面向对象程序设计和开发中,以对象和类为基本构件,以方法、消息和继承性为基本机制,其基本思想和手段是提高软件开发的抽象层次与软件的可重用性,把程序设计的焦点集中在类和类层次结构的设计、实现和重用上,从而使程序设计更加符合人类对现实世界的理解和描述,开发工具提供了强大的功能,极大地提高了编程开发工作的效率。

在 MIS 系统中,软件程序向管理人员提供所需的功能,而操作人员则向系统提供所需的数据和对程序运行过程的控制,而程序却决定了系统和管理人员之间交流的方式。水电站 MIS 系统的使用者往往是对程序软件只有一般了解或根本不了解的管理人员,因此,下面提出一些在编程开发过程中需要关注的主要问题,供大家参考。

7.2.1 功能正确可靠

MIS 系统应具有出色的功能来实现水电站信息处理及日常管理任务乃至更高一级的辅助决策等功能。无论 MIS 系统的应用范围如何,所开发的功能都必须运行稳定可靠。程序应能准确地取得预期的效果,在系统正常运行状态下,只要输入和操作无误,就应该有正确的结果。换句话说,程序能正确地表达数据处理的模型,编程时从最基本的子模块单元开始逐级向上一级模块集成直到整个系统,开发人员都能够充分考虑到各种可能出现的情况,每一步均经过反复调试(模块测试、分调、联调、总调),确保程序的正确性和功能的可靠性。

7.2.2 界面友好,操作简单方便

人机界面是系统使用者操作系统的基础,使操作者感到熟悉亲切,有利于系统使用。同时操作简单方便也是衡量系统性能的一个重要指标。风格统一、操作简便、人性化的界面系统会使操作者感到轻松和愉快,增加系统的使用程度,更好地发挥系统功效。

7.2.3 容错性能强

完成系统设计的容错功能,为系统操作提供良好的错误预防和检验纠正能力是衡量 MIS 系统性能的重要指标之一。使用者在操作过程中出现错误是不可避免的,软件程序应对可发现的错误(数据类型、范围等)或不合理的操作采取必要的处理。例如对输入进行检验与提示、封锁操作按钮等。

7.2.4 响应速度快

从接受操作者的命令到输出结果所需的时间称为系统对该项操作的响应时间(速度)。响应速度越快越好,当然这不仅取决于 MIS 系统软件本身,还取决于网络使用状况、数据库并发使用状况及相关系统的响应情况,一般操作的响应时间不要超过 1s。对于特殊的操作,例如涉及大量网上数据交换和复杂计算的操作所需的时间虽然较长,也要控制在规定或可承受的时间内。响应时间除受网络、数据库及相关系统的响应影响外,主要取决于数据的组织和算法的优劣,编程时要特别注意。

总之,MIS 系统的编程开发需要在管理信息系统的理论和方法指导下,在强有力的开发工具的支持下,不断地实践,不断地总结,与用户的相关人员密切配合,才能圆满地完成 MIS 系统的编程工作,开发出性能优良的系统。

7.3 系统调试

系统调试工作是一项难度较大,需要十分仔细而周密的工作态度去完成的任务。对于大型 MIS 系统往往设有专门的调试组,中小规模的项目可以由设计开发人员自行组织调试。系统调试可以分为分调、联调和总调三个阶段。

7.3.1 分调

分调也称模块程序调试,是软件功能单元级的调试,目的是发现并纠正程序编码过程中产生的错误。一般由非本模块编程人员(在实际中常常采取各模块编程人员交叉进行的方法),对每一个程序模块进行调试。主要检查模块的功能是否符合设计的要求、有无逻辑和流程错误、算法是否正确、模块的技术性能指标如何(响应速度)、模块运行是否正常稳定、界面是否友好、操作是否简单方便等。

7.3.2 联调

联调是指子系统中各程序模块间的联合调试,目的是发现并纠正系统设计过程中产生的错误。联调应逐个子系统进行调试。主要检查子系统的功能是否符合设计的要求、子系统内模块功能的操作是否正常(包括模块间的进退是否自如)、子系统的响应速度如何、运行是否正常稳定、界面是否友好、操作是否简单方便等。

7.3.3 总调

总调是对整个程序系统以及人工过程与环境的总调试,目的是发现并纠正系统分析阶段产生的错误。对由各个子系统结合而成的程序系统以及配合系统运行所需的人工过程或操作环境(如录入操作和设备设置等)进行统一的综合性调试。总调已经有了分调和联调的基础,其重点是检查:系统的整体功能是否满足系统设计的要求、操作是否正常(包括各级菜单、口令输入、权限控制等);系统的数据组织与并发响应速度是否符合设计的要求,包括数据库的检索效率、特殊数据交换与处理速度等;检查代码的实施有无错误以及代码体系的适应能力等。

上述各调试阶段一般是伴随其对应的开发阶段并与之交替进行,即功能模块程序开发完成即可进行分调,然后再进行上一级集成开发与调试(联调),最后,系统程序全部编写完毕后进行系统总调。这样便于从模块级程序开始,及时发现程序问题,及时纠正,减少修改(返工)工作量和影响面。系统调试是根据系统说明书和系统实施方案,对程序开发的结果进行全面的检查,发现错误并纠正,使可能发生的问题和错误,消灭在系统正式运行之前。因此,调试过程中一定要注意以下问题:

(1) 调试工作的目的是发现错误和纠正错误,而不是去证明程序正确。因此,调试工作的策略、方法、人员安排和具体措施(例如设计测试用例和测试数据等),都必须围绕着发现错误和纠正错误这个目标,只有这样才能有利于调试工作发现错误,改正错误,提高系统质量。

(2) 调试过程中形成的记录资料,如调试计划与人员分工、测试用例、测试数据及预期输出结果、实际输出结果、错误现场记录、原因分析与纠正措施等均需保存,作为日后再调试的参考,同时也是系统文档资料的组成部分。

(3) 调试过程中主要是依据系统设计方案,正确掌握程序的功能与性能要求,采用测试用例、流水账式运行等方法,对程序实行仿真环境下的动态调试,并在 MIS 系统程序的仿真执行中检查和发现错误。这种仿真调试的关键是高效测试用例的设计,测试用例的设计方法很多,可参考软件测试技术或信息系统监理工程师等方面的资料。

系统调试的整个过程,应该详细做好记录,调试结束后整理成调试报告,系统调试工作完毕。

7.4 编写系统使用说明书

系统调试完成后,应尽快完成系统使用说明书的编写和人员培训工作,为下一步实施系统的建立与转换和系统

(试)运行提供操作指南与帮助。系统使用说明书(系统使用手册)是向用户介绍系统使用方法的文档,是系统使用人员必读的资料。系统使用说明书一般包括如下几个方面:

(1) 系统简介:

1) 系统运行环境。包括系统的拓扑结构、主要设备的型号和配置,软件环境配置。

2) 应用系统介绍。

(2) 系统运行操作说明:

1) 系统进入与退出的方法。

2) 系统功能及其运行操作说明。编写时应按菜单顺序,逐一介绍并附有出现的屏幕画面等内容。

(3) 输入数据说明。

(4) 输出报表说明(根据需要)。

(5) 系统管理与维护的事项(含数据备份与恢复方法)。

(6) MIS系统帮助功能项的使用说明等。

系统使用说明书编写完成后,要组织对系统使用人员的培训。培训内容以系统使用说明书为主,重点是介绍系统的组成、功能、特点和具体操作方法等。

7.5 系统的建立与转换

系统调试及人员培训工作完成后,MIS系统可以投入运行。这是一个新系统的建立或从旧的信息系统向新的信息系统的转换过程,其结果是所开发的水电站MIS系统正式投入运行。系统的建立与转换涉及以下主要内容:

(1) 数据的转换。数据的转换就是将原人工管理系统或旧信息系统的数据库,按照新系统的结构和组织要求,转换为新系统的数据库。这项工作有一定难度,工作量也比较大。如果原来是人工处理的,就要将原始数据通过输入程序逐一输入到新的系统;如果原来是一个旧的信息系统,就要将旧系统的数据库经过重新解释和重新组织之后(通常是用程序来自动进行)转存到新的系统。另外,新系统所需的基础数据,例如代码、系统参数的初值、操作员的口令、权限等,都要在这个时候输入。

(2) 管理模式的转换。指人员、组织机构的调整,例如:确立新的组织机构,配备相应的管理人员和技术人员,执行制定的管理制度等。

(3) 双方密切配合。系统的建立与转换是使新系统投入正式运行的关键性一步,这期间仍然是新系统出错的多发期,开发人员与用户之间的配合至关重要,出现问题要分析原因并及时解决。

该项工作完成,MIS系统正常运行并交付用户使用后,系统进入验收阶段。

7.6 系统验收

系统交付用户使用之后,系统开发的实质性工作宣告全部结束了。经过约定的试运行期后,业主应组织系统验收工作。

验收工作的实施要点如下:

7.6.1 验收的组织与准备工作

(1) 成立验收领导小组。确定负责验收工作的班子和专家组成员,编写验收文档等。

(2) 制定验收大纲。内容包括时间、地点、人员、验收内容、组织领导、方式、程序和级别等。

7.6.2 编写验收文档

原则上应包含系统开发过程各个阶段中产生的所有文档资料及验收用的文件,其中至少包括:

- (1) 系统说明书。
- (2) 系统设计(实施)方案。
- (3) 系统使用说明书。
- (4) 系统开发工作的总结报告。
- (5) 系统开发的技术报告。
- (6) 系统验收测试报告。

7.6.3 组织验收测试

(1) 制定测试方案,包括测试目标、测试标准、测试用例与数据、测试人员及分工。

(2) 实施测试。

(3) 形成验收测试报告。

7.6.4 召开验收会

(1) 专家组在已有资料的基础上对系统做出评价。

(2) 起草验收意见。

(3) 通过并签署验收意见。

MIS系统验收工作的完成,标志着系统开发工作的全部结束,最后把一个可以实际运行的系统依约完整地交付水电站业主(包括项目全过程文档、程序源代码等),系统进入由用户为主的日常运行管理与维护阶段,直至系统的终结或又一个新系统的诞生。

8 水电站管理信息系统的管理与维护

MIS系统投入正常运行之后,系统的管理与维护是一项长期而又艰巨的工作。无论多么出色的MIS系统,如果没有好的管理与使用,最终也难逃失败的命运。运行中出现的错误要及时修改,电力体制改革及市场运行机制等环境的变化,也会对系统不断提出改进的要求。可见,MIS系统的管理与维护需不断适应水电站生产管理的要求,工作量巨大,必须引起用户各级管理人员尤其是站级主管领导的高度重视。系统管理与维护阶段的主要工作包括系统管理与维护的组织和具体的日常管理与维护工作。此项工作持续至MIS系统生命周期的终止。

8.1 系统管理与维护的组织

系统管理与维护的组织是指对MIS系统实施管理与维护的内部环境,包括组织机构设置、人员分工和规章制度的建立等。

8.1.1 组织机构设置与管理方式

目前我国多数水电站对MIS系统管理与维护的组织工作比较重视,但根据各自电站情况的不同,系统管理与维护的组织机构设置主要有两种:将信息系统的管理机构与企业内部的其他部门平行设置,享有同等的权力。此时管理信息系统管理与维护受到部门管理范围的限制,部门之间的协作和向上提供决策支持的能力相对弱一些;另一种由最高管理层直接领导,信息系统的管理机构作为全组织的信息中心而存在。这种方式有利于集中管理,资源共享,能充分发挥领导的指挥作用和系统向领导提供的决策支持作用,是能更好发挥系统运行效率的机构设置方式之一。

MIS系统内部的管理方式主要有两种。一种是集中式管理,即系统的资源、人力和管理机制集中由系统内部组织统一管理。在这种方式下,系统从上到下,所有设备、数据、程序系统、文档资料、人员等的管理与维护,全部由分管该系统的机构负责。另一种是分布式管理,即系统采用集中与分散相结合的管理机制。主要的、共享的资源由分管系统的机构集中管理,而分布在其他业务部门的设备、部分数据与文档资源等则由各有关部门分散管理。在实际工作中,

选择第二种模式的电站居多。

8.1.2 人员与分工

从系统管理与维护本身的规律和要求出发,必须配备精干的管理和技术人员。主要包括:

(1) 系统管理人员。由熟悉本单位事务管理并熟练掌握计算机技术的人担任,负责系统的全面技术管理,具体执行系统的初始化、环境维护、资源分配和权限控制等。

(2) 系统维护人员。包括硬件维护和软件维护人员。硬件维护人员由熟悉系统设备组成和具有硬件维护知识的人担当,负责系统设备的保养、故障排除及常规维修等。软件维护人员由具有较强软件能力和熟悉本 MIS 系统的人担当,负责系统程序和数据的维护。

(3) 资料管理人员。由指定的人员担任,负责系统文档和资料的维护、归档与保管。

8.1.3 规章制度

规章制度是实施 MIS 系统管理与维护的保证。为了使管理人员明确职责,提高系统的安全,有必要建立完善的系统管理制度、系统操作制度等。

8.2 系统的日常管理与维护

系统的日常管理主要包括设备与软件系统管理(如设备的调配、资产管理、软件版本管理、数据备份和软件升级等),系统运行管理(如运行监控、运行日志记录等),文档资料的管理(包括系统开发文档、管理规章制度、设备的随机资料等)。系统的维护则侧重对系统的维修、更新或扩充,特别是对故障的排除以及保证系统可靠性。维护的工作内容包括:

(1) 纠正性维护。对程序中出现的错误及时纠正。

(2) 改进性维护。根据新的需要提出对程序中某些内容的修改。

(3) 扩充性维护。程序功能的增加或结构扩充。

(4) 数据的维护。数据内容与结构的调整,数据的备份与恢复等。

(5) 机器的维护。设备的保养、故障排除、维修、更新与扩充等。

(6) 可靠性维护。系统的安全性维护。

维护管理要求所有维护项目必须事先报批后由专人负责进行。加强维护的过程管理,维护之后要验收并将资料归档。

总之,MIS 系统日常管理与维护是一项持之以恒的工作,只有坚持规范化的管理和优质的维护,方能使系统更好地满足实际需要,最大限度地发挥系统的效益。至此,水电站管理信息系统的建立经历了系统分析、系统设计、系统实施和管理与维护等主要阶段。随着管理科学与模式的进步、计算机科学与应用技术的发展及我国水电市场机制的变化,水电站 MIS 系统在发展的过程中必将面临诸多新的需求(如辅助决策、市场交易等)和更多新的理论和工具支持,水电站管理信息系统的建设将迎来发展的春天。

9 实例——水电站专用 MIS 系统应用软件方案介绍

在水电站专用 MIS 系统领域,借助成熟的软件搭建一个解决特定范围工作的管理信息系统(应用软件)的方法,目前得到了广泛的认可。下面对目前具有代表性的水电站生产管理系统应用软件方案予以简单介绍。

9.1 系统建设目标与原则

9.1.1 水电站生产管理系统建设总目标

(1) 建立统一的生产管理事务处理和数据处理规范,使生产管理工作标准化、程序化,理顺各职能部门内部及彼此之间的业务关系。

(2) 对生产管理的基础数据进行标准化管理,保证原始基础信息的准确性、一致性、完整性。

(3) 确定标准的信息处理过程,统一数据和报表的格式,建立集中共享的生产管理基础数据库。

(4) 高效完成日常事务处理业务,优化分配各种资源,提高整体管理效率和生产部门及各部门间的协同工作能力。

(5) 建立以电力生产管理为主线、以决策服务为目的、面向生产全过程的、具有辅助决策和预测功能的综合信息服务系统。

(6) 促进管理人员现代管理理念的更新,培养使用和维护系统的人才队伍。

9.1.2 水电站生产管理系统建设的原则

(1) 先进成熟:管理理念和决策方法应符合国情,先进成熟。

(2) 安全可靠:系统安全可靠第一。网络应具有完备的监管能力与安全设施,软硬件环境应具备完善的数据安全保障。有效防止窃密、破坏和病毒攻击等行为的影响,保证数据恢复能力。

(3) 经济实用:充分考虑系统的经济与实用。应用软件各功能模块符合生产管理的实际并力求达到对其具有提升作用;系统设计应充分利用电站的设备。

(4) 结构化集成:按结构化集成原则进行设计与开发,充分发挥整体效益。

(5) 实时响应:系统响应快速准确,并为用户实时提供有价值的信息。

(6) 统一开放:应用软件的程序风格及各层用户界面统一,采用主流编码标准,提高工作效率,避免混乱,系统高度开放、兼容和易维护。

9.2 应用系统平台选型描述

9.2.1 EAM 简介

企业设备资产管理 EAM (Enterprise Asset Management) 属于对企业有形资产进行管理的专用 MIS 系统的一种,它面向各种类型的企业。其前身是 CMMS (计算机化的设备维护管理系统),但是比 CMMS 涵盖了更多的业务范围。简言之,EAM 就是用计算机系统辅助企业管理好企业有形资产(如生产设备、厂房设施、交通工具、仪器仪表等),使之物尽其用,安全运转,并保证生态环境不受侵害,同时最大限度地提高维护效率,降低维修成本。设备资产管理是以企业资产、设备台账为基础,以工作单的提交、审核、执行为主线,按照缺陷处理、计划检修、预防性维修、预测性维修几种可能模式,跟踪、管理资产的全寿命过程。EAM 以提高维修效率、降低总体维护成本为目标,将采购管理、库存管理、员工管理集成在一个数据充分共享的管理信息系统中,企业设备资产管理理念具体到水电站的设备资产管理,由于结合了电站的生产管理特点与模式,在一定范围内解决问题,从而派生出一个新的专用 MIS 系统即水电站生产管理(信息)系统。此种开发方式属于原型法,即以具体的 EAM 软件系统为模型,结合水电站实际生产管理过程,不断修正(开发)该系统,使其最终满足水电站生产管

理的需要。

9.2.2 以 MAXIMO5 为核心平台的生产管理系统

企业设备资产管理 EAM 系统作为一种管理信息系统,其软件开发得到了众多软件开发商的支持。MAXIMO5 软件就是其中的一种。本例中的水电站生产管理系统(PMS)选择以 MAXIMO5 企业资产管理(EAM)系统为平台和核心,对设备、物资、员工、文档、计划合同、运行、安全进行全面管理的生产管理系统,整个系统充分共享一个数据库。

9.2.3 MAXIMO5 简介

MAXIMO 是美国 MRO 公司的旗舰产品,是一个典型的 EAM 软件产品,它全面关注设备资产全生命周期的规范化管理,包括生产设备、基础设施、运输工具和 IT 资产,从而提高企业运营效率,降低成本,并实现提升生产力和竞争力的目标,广泛应用于石油化工、电力、钢铁、采矿、轨道交通、民航机场、航空公司、电信、汽车、制药、政府和公共事业、金融、保险等资产密集型行业的资产管理。

MAXIMO 产品具有以下特点:

9.2.3.1 先进的 J2EE 多层体系架构

MAXIMO5 采用先进的 J2EE 多层架构和面向对象的思想来设计和开发。主要包括数据库系统、MAXIMO 应用服务器、系统应用服务器、报表服务器以及客户浏览器。

9.2.3.2 强大的开放性、可扩展性、可伸缩性、可移植性

MAXIMO5 不仅是一个 EAM 的应用软件产品,还提供了大量开放的对象类库和二次开发接口,因此 MAXIMO5 不仅是一个应用软件产品,而且也是一个软件开发的平台,这使得信息系统开发商在 MAXIMO5 的平台上进行大量的二次设计、开发、定制和扩展新的功能和应用成为了可能,并能方便地与第三方的软件和系统进行接口,如 MS Project、实时系统财务软件等。此外,由于系统采用 J2EE 来设计和开发,因此继承了 J2EE 技术强大的可扩展性、可伸缩性和可移植性等特点。

9.2.3.3 实用性和易用性

MAXIMO5 的所有应用和流程都可以按照客户的要求来进行定制和客户化。

MAXIMO5 具有统一的操作界面和操作流程,同时用户只需要通过浏览器访问系统即可,因此用户只要熟悉浏览网页即可访问本系统,使用极为方便。

9.2.3.4 可靠性和安全性

MAXIMO5 的技术架构是基于多客户端的 B/S 架构(系统管理基于 C/S 架构),其产品有非常强的安全机制。系统在应用系统服务器上全面实施安全机制,因此在客户端没有特殊安全机制的要求。MAXIMO5 安全机制的设计理念基于平衡控制性及灵活性相结合,同时要求容易维护,给用户组设定安全模板使其很容易地接触特定的业务对象。作为系统管理员,对于新用户的增加,无需导入新的身份识别技术,现存的功能及角色化的身份识别将很容易应用到新的用户。

9.2.3.5 实时性

MAXIMO5 应用系统为用户提供全面的实时性,如维修策划人员在策划工单时,可实时掌握待检修设备所需备品备件及仓库储备情况、所需工种的可用情况等;财务会计部门能快速而同步地得到采购、生产、维修维护、工程技改等各个环节的每一次业务活动的成本信息,并实时进行核算,提高会计核算的速度;预防性维护可以及时得到监控系统相关的模拟量和开关量信息并进行自动触发与提示等,从而满

足用户希望的及时而准确地提供管理信息的要求。

9.3 MAXIMO 软件典型基本功能描述

一个典型的 EAM 系统应该以设备运行历史及台账为基础,以工单的提交、审批、执行为主线,实现企业资产的缺陷处理、计划检修、预防性维修,提高维修效率,有效管理备品备件库存,降低总体维护成本,将维修标准知识库、采购管理、库存管理、员工管理、工具管理等集成到一个数据充分共享的信息系统中。

9.3.1 维修工作过程管理模块

EAM 的核心是功能强大易用的工单管理系统和维修工作过程管理系统。使用维修工作过程管理系统,可以迅速地获得进行工单准备和计划的所有详细信息,包括计划的维修工作步骤、人员、材料、工具、费用、设备、图纸、相关文档和故障分析等,迅速解决维修问题并开始降低维修成本。

模块的主要功能有:逐日维护工作申请或缺陷申请输入,准备和查询工作计划信息,包括工作计划、成本、人工、所需备件和特殊工具、设备、停机分析以及所有的相关文档等;对维修工作进行快速报告,完成完工报告与存储;基于关键活动的实时情况重新进行工单的时间安排;产生设备维护成本预算,并与实际或历史记录工单中的维护成本进行比较;跟踪内外部人工、所需备品备件和工具成本;基于对标准作业规程的估算,为每一个工单准备备件,并记录库存中备件的实际使用情况;为重复性或复杂项目产生子工单,并记录主(父)工单成本;工单执行前进行安全措施检查。

9.3.2 预防性维修管理模块

预防性维修是按时间周期、仪表读数对设备进行定期维护,它是设备维护管理中最常使用的手段之一。许多设备可以通过合理的预防性维修来达到防止意外事故、预防计划外停机的目的。预防性维修管理模块可以自动产生设备维修工单和自动协调多种资源组合,提高了设备管理人员的工作效率、减少了劳动强度,保障了设备的正常运行。

模块的主要功能有:日常的预防性维修、定期试验、小修、大修管理;单独、成批或自动产生预防性设备维修工单并自动协调多种资源组合;为计划性停机产生相应的预防性维修工单;查阅预防性维修工单的时间计划和操作规程等。

9.3.3 设备管理模块

企业的有形资产主要是指用来进行生产和为了提供客户要求的产品和服务所需的设施和设备。资产需要管理和维护,以便继续实现它们的预期功能。资产管理是为了确保有形资产物尽其用、安全运行,保证环境不受侵害,并在用户希望的时间和地点提供他们需要的产品,同时尽可能降低操作和维护成本。借助设备管理模块,企业能够以标准和有组织的方式记录和维护其有形资产的信息。这种信息可以很容易地与其他应用程序中的附加细节集成。对循环备件,它还能够帮助用户跟踪每个资产的维护历史。

模块的主要功能有:设备移动时(包括在厂区内移动或从某设备上移出维修、更换等)跟踪设备情况,包括相关的成本、设备部件系列的故障分析等;利用资产模块定义设备间的逻辑关系、运行位置以及从属关系等;设备移动时,为便于跟踪设备,必须记录设备所在仓库、修理车间或返回厂家维修的详细位置;针对设备的运行位置及其对可能的相关或从属系统的影响,进行潜在的故障分析;建立设备结构层次体系,以便于计算设备维护成本;为分析需要,建立故障

代码结构体系以记录设备及其大小故障情况；设置状态监测点，根据状态监测数据进行设备运行趋势和缺陷分析；定义设备的故障代码层次结构，使得设备故障分类和高级故障分析变得可行。

9.3.4 采购管理模块

企业有形资产进行工作时使用的物资或服务需要购买，库存物资的购买是由仓储管理系统，根据定额及存货补充需要而决定，而非库存物资在需要时采购，选择恰当的供应商，获得好的价格，得到所需要的物资和服务，确保按时交货、维持质量标准并根据达成的协议向供应商支付采购款项。该模块处理从申请、审批、供应商选择、下采购订单、货物验收一直到付款发票核对的整个采购过程。采购管理模块还保留了有关供应商履约能力的历史记录数据，提高了采购人员按特定条件选择最佳供应商和协商有利条款的能力。

模块的主要功能有：为物资或服务合同产生采购申请和采购订单合同；为来自于库存或工单模块的要求产生采购申请，或者为来自于口头等的临时要求产生采购申请；由采购申请自动产生采购合同，并可以自动根据单独提交的采购申请，建立统一的批量采购合同；为采购申请（PR）、采购合同（PO）和发票（Invoice）提供标准的文本和格式；可以用直接采购方式进行订货，并可以直接在工单和总分类账中给出采购物资和服务项目；在订购物资时，分析厂商和供应商的信用记录；为保证与企业财务应用系统的无缝连接，在EAM中采用票据匹配的办法来完成采购过程。并可自动进行采购的双向（PO/Invoice）和三向（PO/Receipt/Invoice）匹配检查；定义多种货币和多种税率，支持国内和国际采购。

9.3.5 仓储管理模块

有形资产的维护工作通常需要备件和材料，否则工作就会受到干扰和延迟，这样会影响有形资产实现其功能的能力。仓储管理的作用是确保在适当的时间和地点，提供所需的备件和材料。为此管理人员需要依据某些原则，预测因维护而产生的可能需求，然后决定备件的数量、储存与存放。仓储管理模块的设计旨在使备件和材料管理合理化。根据工单的物资需求，把材料调拨到需要的地方，尽可能减少对有形资产维护的影响。该模块使企业制订和管理适当的存储策略，以提供可接受的服务水平，满足预期维护需求，同时尽量降低投入库存中的流动资金。

模块的主要功能有：全面管理库存和非库存物资；按多种方式（整箱、整批和整个库房）跟踪管理物资项目与成本等；适时调配库存（从厂商或其他仓库）；自动记录物资质量保证期；记录、跟踪和管理物资成本，包括最新采购成本、平均采购成本和用户定义的标准成本；用ABC分析法给仓库中的物资划分优先级，决定对物资的关注频率；采用just-in-time方法，根据工单所需物资的预定时间和交货时间产生采购订单；确定仓库中短缺物资，或者为这些短缺物资选择替代品；查阅工单对库存物资项目的预定要求；库存的任何变化，都必须得到系统授权并记录下标志时间；可随时查询最新的成本信息和物资使用情况；能为设备建立其备件组装结构；能处理物资验收、发放、退库、转移、盘点、保养等日常交易工作。

9.3.6 员工管理模块

员工是维修的实施者，在生产三要素中起主导作用，必须建立起相应的信息互动机制才能更好地完成维修工作，自动统计维修费用。

模块的主要功能有：岗位的建立与维护；内外部员工信

息管理；员工考勤与报酬管理；维修工种与小时费用率定义；员工记录与工种记录互相引用关联；以时间卡片的形式，记录工单的实际人工使用情况。

9.3.7 资源管理模块

资源管理模块管理的资源包括供应商、工具和外协服务合同。

模块的主要功能有：合作供应商与服务合同管理；模块使用工具信息的记录和管理；资产维护工作的有效计划和分析；设备维修服务合同记录。

9.3.8 其他程序模块

除业务管理模块外，EAM系统的运行还需要由系统管理类程序组成的其他程序模块的支撑。

模块的主要功能有：对应用程序屏幕文字和布局的修改；EAM系统与用户企业财务系统的关联，包括对总分类账科目和财务周期的定义与管理；保证数据安全的系统授权管理体系的建立；支持数据库的重新构建，可按照用户的特殊要求自定义EAM系统的数据库表和字段；能够对构成系统的模块和应用程序进行设置和修改，甚至克隆；系统具有高度的开放性，能方便地在系统里通过按钮或者字段内容调用相应的外部应用程序；通用开放的报表设计、注册和调用环境。

9.3.9 公共程序和接口

对于一个企业来讲，EAM很重要但也并不是企业的全部，因此EAM系统应该具有广泛的开放性，实现与企业其他系统的有机结合，这主要通过公用程序和标准软件接口来实现。

（1）文档连接管理。EAM系统可以不必具备完整的文档管理系统功能，如文档的制作和审批等。但它必须能与外围的文档系统相连，方便地实现文档的注册与调阅，将存放在磁盘上、Internet/Intranet上、文档管理系统里的电子文档与EAM系统记录相连接，在系统里显示和打印电子文档；在某一程序里连接的电子文档可以在相关联的其他程序里显示，如与某设备相关联的文档可以自动与针对该设备的工单相关联。

（2）决策分析工具。EAM系统将产生大量的数据，系统须为用户提供对数据的分析方法和工具，实现对关键数据的图形分析，如设备故障分析、维修成本分析、采购成本分析、供应商分析等，提供与第三方专用报表分析工具的接口。

（3）计划管理工具。EAM系统应为维修活动提供计划管理功能，提供专门的计划管理软件，或者提供与第三方计划管理软件的接口，如MS Project。

（4）与ERP（综合MIS）系统接口。企业的管理应该是对企业人、财、物的全面管理，不同性质的企业侧重点有所不同。EAM系统完成了对企业资产也就是物的管理，在人和财的管理方面一般只实现成本和员工工作活动的跟踪和管理。为了满足各个企业不同层次的需要，EAM软件应提供与水电站综合MIS系统（ERP系统）的接口。接口的形式可以两种方式提供：专用标准接口，适用于指定的具体MIS（ERP）软件产品或者通用编程接口API，理论上可以与任何外围系统实现数据交换。

9.4 应用系统功能

水电站生产管理系统借助上述基本功能模块，结合水电站设备管理、生产运行等过程，梳理出这一过程的工作流程与数据流，据此设计系统的功能、数据库和接口等物理设

计, 最终搭建完整的生产管理信息系统。实现的系统功能请参阅专用 MIS 系统功能介绍部分。

至此, 作为专用 MIS 系统应用软件方案的案例介绍结束。实际上人们对管理信息系统的认识并非一致, 对 MIS、ERP、EAM 等系统的理解更是如此, 但无论选择何种系统, 关键取决于水电站实际管理的需要及所选系统所

能实现的功能, 应该说经验丰富、熟悉水电站业务、实力突出、守信誉的开发商, 利用现有成熟的技术手段, 可以胜任水电站的管理信息系统的开发任务 (无论采用何种开发方法与工具), 而且随着信息技术的进步, 系统间的集成化步伐也会加快, MIS、ERP、EAM 等系统融为一体将是大势所趋。



第 11 章 水电工程安全监测

1 概述

1.1 安全监测的目的

随着我国水电事业的迅猛发展，其工程安全问题也愈来愈受到人们关注。确保工程安全是设计、施工、管理各项工作最重要的基本要求，而注意加强工程安全监测，则为其重要环节。

由于地质条件、自然环境等因素的复杂性，人们在认识上尚有一定的局限性，还不能在设计中预见所有的工程安全问题，从而难免潜在万一的风险，特别是在电站下游常有人口稠密的城镇，一旦不测，不仅工程本身不能发挥效益，更重要的是危及下游人民的生命财产安全，其损失将极其惨重。因此，为确保工程安全，防患于未然，水电工程必须设置安全监测系统，主要目的为：

- (1) 监测运行中工程的性态变化，监视工程运行安全。
- (2) 根据施工期监测资料，掌握工程的实际性状，据以修改、补充设计或施工技术方案。
- (3) 监测资料反馈于设计，以检验设计的正确性，从而提高设计水平。

1.2 监测范围与监测项目

水电工程安全监测范围包括水电站大坝（含坝体、坝基、坝端）和与坝的安全有直接关系的输、泄水建筑和设施，以及对大坝安全有重大影响的近坝区岸坡。

监测项目通常有变形、渗流、应力应变、压力、环境量以及地震反应与泄水建筑物水力学监测。其中地震反应及水力学监测属专项监测，不是每个工程都要求进行。

监测方法有人工巡视检查和仪器监测两种方法，这两种方法应该相互结合，互相补充。

监测项目的设置主要根据工程等级、规模、结构型式以及地形、地质条件和地理环境等因素决定。表 5.11-1 为大坝（混凝土坝、土石坝）安全监测项目分类表。

表 5.11-1 大坝（土石坝、混凝土坝）安全监测项目分类表

序号	监测类别	监测项目	大坝级别		
			1	2	3
1	巡视检查	坝体、坝基、坝肩及近坝库岸	●	●	●
2	变形	1) 坝体位移	●	●	●
		2) 坝基位移**	●	●	●
		3) 裂缝及接缝变化	●	○	○
		4) 近坝岸坡位移	●	○	○
		5) 混凝土面板变形*	●	○	
3	渗流	1) 渗流量	●	●	●
		2) 坝基渗压	●	●	○
		3) 坝体渗流	●	●	○
		4) 绕坝渗流	●	○	

续表

序号	监测类别	监测项目	大坝级别		
			1	2	3
4	压力、应力、应变及温度	1) 孔隙水压力*	●	○	
		2) 土压力*	●	○	
		3) 混凝土应力、应变	●	●	○
		4) 混凝土温度**	●	○	○
5	环境量	1) 上下游水位	●	●	●
		2) 降水量、气温	●	●	●
		3) 库水温	○	○	
		4) 波浪	○		
		5) 坝前淤积	○		
		6) 冰冻	○		

- 注 1. ●为必设项目；○为可选项目，可根据需要选设。
2. *系土石坝项目，**系混凝土坝项目。
3. 对必设项目，如有因工程实际情况难以实施者，应报上级主管部门批准后缓设或免设。

1.3 监测工作的基本要求

(1) 监测仪器、设施的布置应密切结合工程具体条件，突出重点，兼顾全面，相关项目应统筹安排配合布置。

(2) 仪器、设施的选择要在可靠、耐久、实用、经济的前提下，力求先进和便于实现自动化。

(3) 监测仪器、设施的安装埋设必须按设计和规范要求精心施工，确保质量。仪器埋设前应由有资质的单位进行标定。安装和埋设完毕后，应及时填写考证表，绘制竣工图，存档备查。

(4) 监测测次，通常按设计要求进行，相互有关的监测项目应力求同一时间进行观测。当发生地震、大洪水以及工程性态异常时，应加强巡视检查，并对重点部位的有关项目增加测次。

(5) 各项监测项目应使用标准记录表格，观测数据应随时整理和计算。如有异常，应立即复测。当影响工程安全时，应及时分析原因，并上报主管部门。

监测结果应定期进行分析研究，并结合设计、地质等作出下列评估：

(1) 正常状态。指大坝（或监测对象）达到设计要求的功能，不存在影响正常使用的缺陷，且各主要监测量的变化处于正常状态。

(2) 异常状况。指大坝（或监测对象）的某项功能已不能完全满足设计要求，或主要监测量出现某些异常，因而影响正常使用状态。

(3) 险情状态，指大坝（或监测对象）出现危及安全的严重缺陷，或环境中某些危及安全的因素正在加剧，或主要监测量出现较大异常，若按设计条件继续进行将出现大事故的状态。

2 外部变形监测

2.1 监测内容

水电工程外部变形监测内容主要包括坝体、坝基及近库岸边坡的水平位移和竖向位移。挠度监测对于某些工程（例如土石坝的面板）也是重要内容。目前，水电工程主要采用大地测量法、视准线法、引张线和真空激光准直系统监测水平位移；几乎所有已建大坝均采用精密水准法和静力水准法监测竖向位移。传统的使用经纬仪、测距仪、水准仪等测量大坝变形的大地测量法，随着电子、通信和自动化技术的全面发展，监测仪器和手段也不断更新，近年来可以同时测量三维坐标的测量机器人（全站仪）和 GPS 定位系统已经在水电工程外部变形监测中得到了广泛的使用。

2.2 监测设施和仪器设备

2.2.1 水平位移监测设施

观测水平位移的常用方法是：用光学或机械方法设置一条基准线，每次测出坝上测点相对于基准线的位置，即可求出测点的位移。根据基准线的不同，可分为视准线、引张线、激光准直线等。此外，也采用一些大地测量方法，如边角网与交会点等。

2.2.1.1 视准线法

视准线法是在坝体表面建立一条基准线，基准线由设置在坝外两岸岩基上的两个永久性基墩控制。在一岸的基墩上安置精密经纬仪，另一岸基墩上安装固定觇标。用经纬仪观察对岸固定标中心的视线，即为视准线。坝上各测点水平位移的量测，是通过量测各测点对视准线的偏离值来实现的。偏离值可用测点处的活动标量测，称为活动标法，也可用经纬仪量测视准线与坝上标点之间的小角求得，称作小角度法。

2.2.1.2 引张线法

引张线是一条直径为 0.8~1.2mm 的不锈钢丝，两端施加张力，使之引张成为一条水平向的直线，用以量测坝上各测点偏于该线的水平位移。引张线常设在坝顶或不同高程的纵向廊道内，两端设立基墩于两岸。当受两岸地形限制布置基墩有困难时，可将基墩布置在坝内，但需要其他观测手段对端点基墩的位移进行量测，以求得绝对水平位移。

观测主要设备由基墩、测点、测线钢丝和测线保护管组成。基墩用钢筋混凝土浇筑，墩上有夹线器、滑轮和重锤，测点上装有支撑钢丝的浮箱和标尺（见图 5.11-1）。测线保护管用直径 10cm 左右的透明塑料管。测读位移时，除标尺外，另用测微计量毫米以下的小数。

2.2.1.3 激光准直法

激光方向性强，亮度高，单色性和相干性好，用于大坝

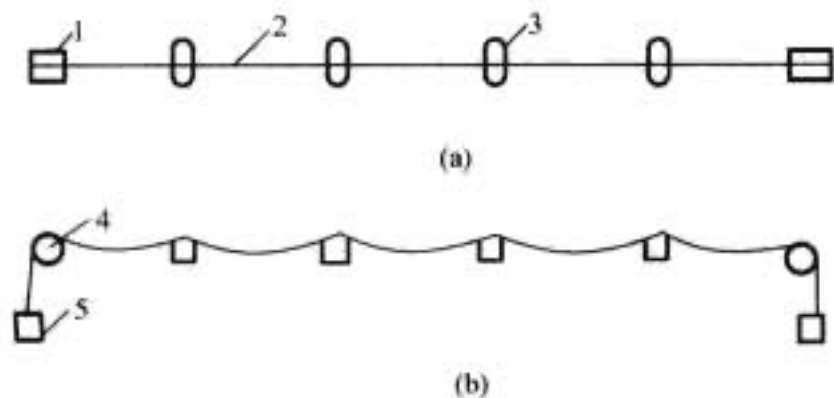


图 5.11-1 引张线示意图

(a) 平面图；(b) 立面图

1—端点；2—引张线；3—位移测点及浮托装置；
4—定滑轮；5—重锤

变形观测中，可提高观测精度和效率。目前使用较多的是大气激光准直法和真空激光准直法。

(1) 大气激光准直法。

波带板激光准直亦称三点准直，它主要由激光器点光源、波带板和接收靶（激光探测器）三部分组成。激光器和接收靶分别安置在两端固定的工作基点上，波带板安置在位移标点上（见图 5.11-2）。从激光器发出的激光束照到波带板后，波带板起聚集作用，在接收靶上形成十字形亮线。在接收靶上测定十字亮线的中心位置，即可算出测点 1 的位移值。当测点 1 观测结束后，取下该点波带板，插上测点 2 的波带板，重复前述方法，直到所有测点全部测完，即可获得坝体的水平位移。

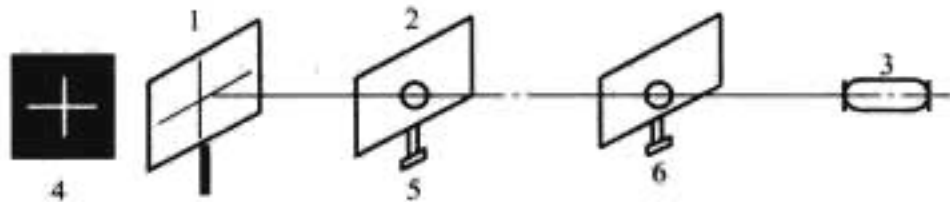


图 5.11-2 波带板激光准直示意图

1—激光探测器；2—波带板；3—激光点光源；
4—十字亮线；5—测点 1；6—测点 2

(2) 真空激光准直法。

将波带板和激光束放在一个管道系统中，管道抽真空后观测，可削减空气的折光和湍流的影响，精读可达到基准线长度的 1×10^{-7} 。

观测方法与波带板激光准直法相同。关键问题是合理确定真空管道中真空度。因为气体在管道中的流动状态与真空度有关。当管道中为粗真空 ($1.3 \times 10^3 \sim 1.0 \times 10^5$ Pa) 时，一般为湍流（紊流）态；低真空 ($1.3 \times 10^{-1} \sim 1.0 \times 10^3$ Pa) 时，为层流态；高真空 ($1.3 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-1}$ Pa) 时，为分子流态。激光束通过粗真空气体，折射和光斑抖动都存在；但通过低真空气体时，光斑抖动及折射均消失。由于达到高真空代价太大，大坝变形观测所需真空度以低真空为宜。

当准直线长度及管道的环境温度条件已知时，可根据大气折光原理求出管道的气压值，然后求得所要求的管道真空度，从而确定管道抽真空设备。例如：准直线长 $L = 1000\text{m}$ ，折光差限制为 $\epsilon = 0.10\text{mm}$ ，管道内温度为 0°C ，温度梯度 dT/dY 为 $0.02^\circ\text{C}/\text{cm}$ ，管道真空度应不大于 37Pa，这一真空度可用简单的机械式真空泵获得。

2.2.1.4 边角网交会点

边角网与交会点，在坝址下游区根据地形特点布置一控制网，E、F、G、H 四边形，其中 G 和 H 为校核基点，E 和 F 为工作基点（见图 5.11-3）。

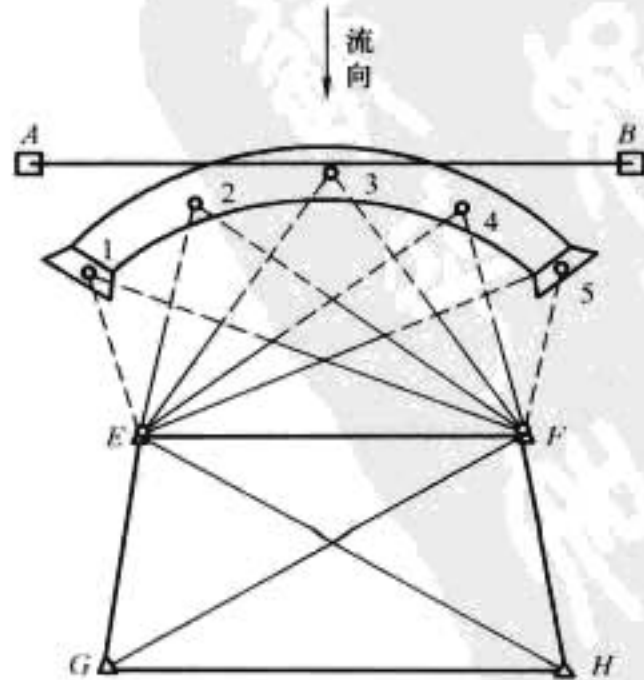


图 5.11-3 边角网与交汇点布置示意图

观测方法：由校核基点 G 和 H ，采用测边或测角方法，校核工作基点 E 、 F 的位移变化情况，然后通过 E 、 F 观测坝上各点的方向（角），计算水平位移。

2.2.2 竖向位移监测设施

竖向位移是指测点在高程方面的变化量，坚向上升或沉降均称为竖向位移，根据规范规定，竖向位移向下为正，向上为负。

2.2.2.1 几何水准测量法

在不受工程变形影响的部位设置水准基点或起测点，并在工程表部布设适当的竖向位移标点，然后定期根据水准基点或起测基点用水准仪测定竖向位移标点处的高程变化，经计算求得该点的竖向位移。对于混凝土坝和大中型土石坝，由于观测精度要求较高，往往采用精密水准仪。对于小型土石坝可采用普通水准测量法，其观测仪器常用 S_1 水准仪或 N_2 水准仪等。

2.2.2.2 静力水准观测法

静力水准亦称为连通管法。利用连通管液压相等的原理，将起测点和各竖向位移标点用连通管连接，灌水后即可获得一条水平的水面线，量出水面线与起测基点的高差，计算出水面线的高程，然后依次量出各竖向位移标点与水面线的高差，即可求得各标点的高程。该次观测时测点高程与初测高程的差值即为该测点的累计竖向位移。静力水准观测法通常布置在工程的水平廊道（地下洞室）内。

2.2.3 挠度监测设施

2.2.3.1 垂线法

基准线是一条一端固定铅直张紧的不锈钢丝。安装在坝内井、管、空腔内或坝体、坝基钻孔中。它通过测出沿线不同高程的测点相对于垂线固定点的水平投影距离，算出各测点的水平位移值。由沿高程各测点水平位移连线，即可反映坝体挠曲情况，故称之为挠度观测。

当垂线的顶端固定在坝顶，其下端用重锤张紧钢丝时称为正垂线，见图 5.11-4 (a)。而当垂线的底端固定在基岩深处，其上端用浮体装置将钢丝张紧时则称为倒垂线，见图 5.11-4 (b)。正垂线通常与倒垂线联测，以求得绝对位移。

垂线的观测方法有两种，一是“一点支承多点观测”，此法适用于正、倒垂线，但正垂线的测值是坝顶悬挂点与不同高程各测点之间的相对水平位移；倒垂线测得的观测值则是各测点相对于基岩深处锚固点的绝对水平位移。另一种“多点支承一点观测”，仅适用于正垂线，在各测点处埋设垂线支持点，

观测时顺次把垂线夹在各支持点上，并将观测仪器安置在垂线最低点处进行观测，测得的观测值是各测点与垂线最低点之间的相对水平位移。

2.2.3.2 倾斜计

土石坝面板挠度变化目前多用电解液式倾斜计（电平

器）进行监测。通常在土石坝面板坡面上按一定间距（例如 10m）布置倾斜计，测出坡面上各个倾斜计转角变化，通过换算，得出面板的挠度曲线。

电解液式倾斜计是由一个密封的带有气泡的电解液玻璃小圆柱体穿入三或四根金属导线，其引出端构成惠斯登电桥的桥臂。当面板发生倾斜时，安装在面板上的倾斜计也随之发生倾斜，由此引起电解液发生移动，并带动倾斜计内的气泡跟着移动位置，于是，电极 1-2、2-3 间（见图 5.11-5）的电解液厚度发生变化，它们之间的电阻值也跟着发生变化，把三个电极接到惠斯登电桥，由此可以测出电阻值。根据输出电阻就可求得倾斜计转角，经数学处理后，就可得到倾斜计所在位置面板的挠度。

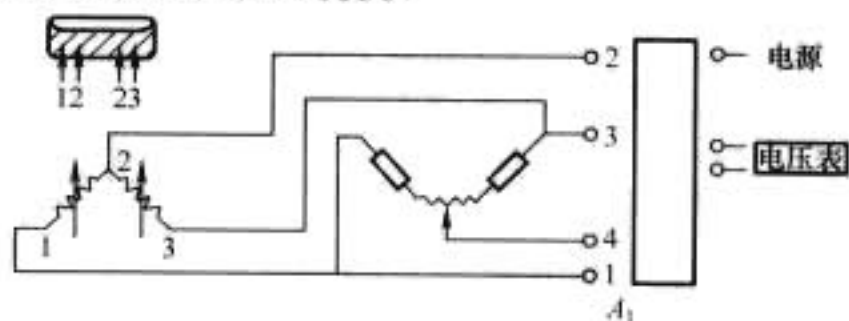


图 5.11-5 电解液倾斜计工作原理图

2.3 监测方法与成果

2.3.1 水平位移监测与成果

2.3.1.1 视准线观测

(1) 观测时，宜在两端工作基点上观测邻近的 $1/2$ 的测点。

(2) 每一测次应观测二测回，每测回包括正、倒镜各照准觇标两次并读数两次，取均值作为该测回之观测值。观测限差要符合规范要求。

(3) 当采用小角法观测时，各测次均应使用同一个度盘分划线，如各测点均为固定的觇牌，可采用方向观测法。

2.3.1.2 引张线观测

(1) 每一测次观测前，应检查、调整全线设备，使浮船和测线处于自由状态，并将测线调整到高于读数尺 $0.3 \sim 3\text{mm}$ 处（依仪器性能而定），固定定位卡。

(2) 观测时，先整置仪器，分别照准钢丝两边缘读数，取平均值，作为该测回的观测。左右边缘读数差和钢丝直径之差不得超过 0.15mm ，两测回观测值之差不得超过 0.15mm （当使用两用仪、两线仪或放大镜观测时，不得超过 0.3mm ）。

(3) 每一测次应观测两测回（从一端观测到另一端为一测回）。测回间应在若干部位轻微拨动测线，待其静止后再测下一测回。

(4) 自动化遥测：首次观测前需进行灵敏度系数测定。

2.3.1.3 真空激光准直观测

(1) 观测前应启动真空泵抽气，使管道内压强降到规定的真空度以下。

(2) 首次观测前应调整点光源位置和方向，使激光束中心与第一块波带板中心基本重合。

2.3.1.4 边角网交会点观测

(1) 水平角观测。

1) 水平角一般采用方向法观测 12 测回，也可用全组合测角法观测，其方向权数 $m \cdot n = 24$ (25)。应使用具有调平装置的觇牌作为照准目标。

全部测回应在两个异午的时间段内各完成约一半，在全阴天可适当变通。

2) 方向法观测要求要符合行业标准，全组合测角法观

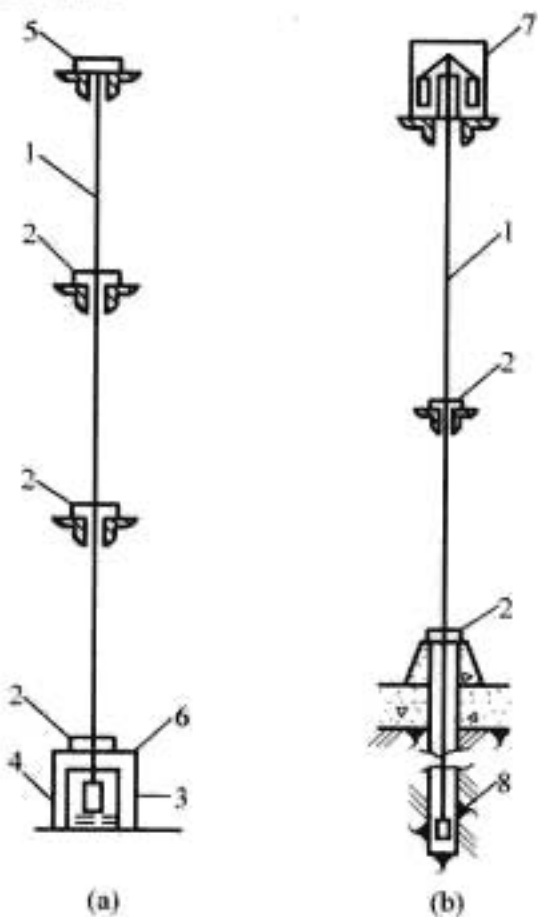


图 5.11-4 垂线观测装置示意图

(a) 正垂线；(b) 倒垂线

1—垂线；2—观测仪器；3—重锤；
4—油箱；5—支点；6—观测墩；
7—浮体组；8—锚固点

测要求要符合国家标准。

(2) 方向观测。

水平方向观测度盘及测微器位置要符合规范要求。水平方向观测一测回的操作程序:

1) 照准起始方向按要求对好度盘及测微器位置。

2) 顺时针方向旋转照准部 1~2 周后, 精确照准起始方向觇标, 读出水平度盘及测微器数值 (重合对径分划二次)。

3) 顺时针方向旋转照准部, 精确照准第 2 个方向的觇标, 按 (b) 的要求读数; 顺时针方向旋转照准部依次进行其他各方向的观测, 最后闭合到起始方向 (方向数小于 4 者, 不闭合到起始方向)。

4) 纵转望远镜, 逆时针方向旋转照准部 1~2 周后, 精确照准零方向, 按 (b) 的要求读数。

5) 逆时针方向旋转照准部, 按与上半测回相反的顺序依次观测各方向, 直至起始方向。

水平方向观测的限差要符合有关规范。

当方向总数多于 9 个时, 应分两组进行观测。两组方向数应大致相等, 并须包括两个共同方向 (其中一个为共同起始方向)。两组观测结果分别取中数后, 共同方向之间的角值互差应不超过 $1.4''$ 。分组观测的结果, 应按等权分组观测进行测站平差。

(3) 交会点观测。

1) 水平角观测应采用方向法观测 4 测回 (晴天应在上、下午各观测两测回)。各测回均采用同一度盘位置, 测微器位置宜适当改变。

2) 每一方向均须采用“双照准法”观测, 即照准目标两次, 读测微器两次, 两次照准目标读数之差不得大于 $4''$ 。

3) 各测次均应采用同样的起始方向和测微器位置。

4) 观测方向的垂直角超过 $\pm 3^\circ$ 时, 该方向的观测值应加入垂直轴倾斜改正。

2.3.2 竖向位移监测与成果

2.3.2.1 精密水准测量

(1) 在水准测量中, 应尽量设置固定测站和固定转点, 以提高观测的精度和速度。

(2) 精密水准观测的要求按规范中的规定执行。

(3) 精密水准路线闭合差不得超过规范的规定。

(4) 用精密水准法进行倾斜观测, 应满足一等水准之限差规定。观测时, 必须保证标心和标尺底面清洁无尘。每次观测均由往、返测组成, 由往测转为返测时, 标尺应该互换。必须固定水准仪设站位置, 宜将水准仪装设在观测墩上。在基础廊道中观测时, 应读记至水准仪测微器最小分划的 $1/5$ 。

2.3.2.2 静力水准观测

(1) 可分目测和自动遥测, 分别用数字显示器或数据采集器观测。

(2) 各测点观测依次在尽量短的时间内完成。

2.3.3 挠度监测与成果

2.3.3.1 垂线观测

(1) 垂线观测前, 必须检查该垂线是否处在自由状态; 倒垂线还应检查调整浮体组的浮力, 使之满足要求。

(2) 一条垂线上各测点的观测, 应从上而下或从下而上, 依次在尽量短的时间内完成。

(3) 用光学机械式仪器观测前后, 必须检测仪器零位, 并计算它与首次零位之差, 取前后两次零位差之平均值作为本次观测值的改正数。

(4) 每一测点的观测: 将仪器置于底盘上, 调平仪器,

照准测线中心两次 (或左右边沿各一次), 读记测值, 构成一个测回。取两次读数的均值作为该测回之观测值。两次照准读数差 (或左右沿读数差与钢丝直径之差) 不得超过 0.15mm 。每测次应观测两测回 (测回间应重新整置仪器), 两测回观测值之差不得大于 0.15mm 。

(5) 若用遥测垂线坐标仪观测, 观测前需进行灵敏度系数测定。

2.3.3.2 土石坝面板挠度观测

倾斜计安装在土石坝面板的固定点上, 通过电缆与观测房的观测仪表和计算机连接, 可在观测房内迅速地测读出各点的结果, 根据各点结果画出面板挠度变化曲线。

3 内部变形监测

3.1 监测内容

监测内容主要为大坝 (坝体、坝基、坝肩)、边坡、地下洞室的水平位移、竖向位移或其他任意特定方向的位移。

3.2 监测仪器设备

3.2.1 测斜仪

3.2.1.1 滑动式测斜仪

滑动式测斜仪有垂向和水平向两类。

垂向测斜仪用于监测工程的内部水平位移及其分布; 水平测斜仪用于测工程内部沿某一水平方向的垂向位移及其分布。它们均是通过量测预先埋设在工程内的测斜管倾斜变化来求得其水平位移和竖向位移的。

滑动式测斜仪由装有高精度的传感元件的测头、专用电缆、测读仪及其配套的测斜管等组成。测头内的传感元件大多采用精度很高的伺服加速度计, 有单向、双向二种; 连接电缆具有钢丝绳加强的多芯专用电缆; 测读仪有手工操作记录型和仪器采集存储型; 测斜管多为材质性能较为稳定的铝合金或 ABS 工程塑料制成。

滑动式垂向测斜仪工作原理是根据测头中的摆垂位置受重力作用为基础测定以铅垂线为基准的弧度变化。由于测斜管与岩 (土) 体是结合为一体的, 当岩 (土) 体发生位移时, 测斜管也随之位移而发生倾斜变化。观测时, 测头在测斜管内自下而上以一定间距 (通常为 0.5m) 逐段量测, 测头内传感器将敏感地反映出测斜管在每一深度处的倾斜角变化 θ , 从而可获得沿测斜管导槽两组方向各深度的水平位移及孔口的总位移 (如图 5.11-6 所示)。测量结果可描述全测孔沿不同深度的水平位移全貌, 从而可以准确地确定岩 (土) 体内发生位移的位置及其大小和方向。

滑动式水平测斜仪其仪器结构与原理与上述滑动式垂向测斜仪相同, 只是测斜仪测头内传感器的敏感轴变换 90° 安装, 测斜管呈水平向埋设, 水平测斜仪常用于工程的垂直位移观测。

3.2.1.2 固定式测斜仪

固定式测斜仪是由多个测斜测头通过连杆串接而成, 它的工作原理和滑动式测斜仪类同。也有垂向和水平向固定测斜仪两类, 目前国内应用较多的为电解液式固定测斜仪, 其工作原理见图 5.11-5。

3.2.2 多点位移计

多点位移计是在钻孔内埋设锚头, 在孔口安装测量仪器或装置实施位移监测, 它可以监测任意钻孔方向不同深度的轴向位移及分布, 观测深度可达近百米。

多点位移计是由测头、传感器、读数仪、测杆、锚头等

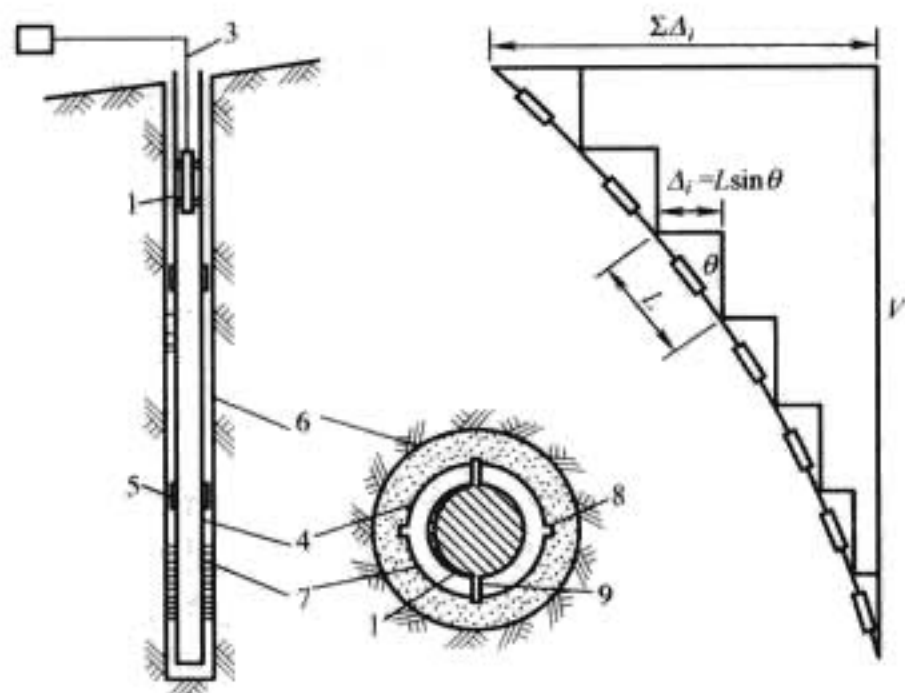


图 5.11-6 滑动式钻孔测斜仪工作原理示意图

1—测头；2—测读仪；3—电缆；4—测斜管；5—管接头；
6—钻孔；7—水泥砂浆填充；8—导槽；9—导轮；
L—测段长； Δx —测段水平偏离量；
 $\Sigma \Delta x$ —测斜管顶端总水平位移量；V—理想铅垂线

组成（见图 5.11-7），根据岩体结构和观测深度的不同，在同一钻孔内沿深度大多设置 3~6 个测点。位移传感器装在孔口测头内。测杆将传感器和锚头连在一起传递位移，测杆多为不锈钢材料，外部护管为 PVC 塑料管；锚头多为灌浆式，在地下洞室的顶拱朝天孔或 45°斜上孔安装时，为安装方便常采用伸缩式锚头。

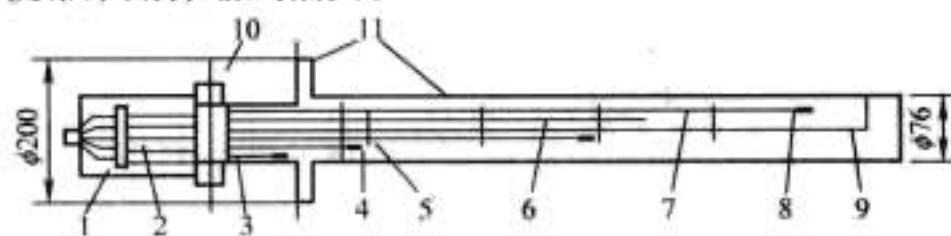


图 5.11-7 多点位移计结构示意图

1—测头；2—传感器；3—预埋安装管；4—排气管；
5—支撑板；6—护套管；7—测杆；8—锚头；
9—灌浆管；10—传感器固定架；11—钻孔

多点位移计的工作原理是当埋于钻孔内不同深度锚头相对于测头发生位移时，经测杆将位移传递到测头内的传感器，就可获得测头相对于不同锚固点深度的相对位移。再通过换算，可以得到沿钻孔不同深度的岩体（或结构物）的绝对位移。

3.2.3 滑动测微计

滑动测微计主要用于观测岩体（或结构物）沿钻孔不同深度的轴向位移和应变分布，在监测大坝坝基岩体开挖后的回弹变形方面具有独特优点和应用前景。

滑动测微计由测头、电缆、操作杆、读数仪、标定筒和导管（含标芯）等组成（见图 5.11-8）。测头内装高精度线性位移传感器，内置温度传感器，测头两端加工为高精度球面接触；测读仪为数字显示且具有采集数据功能的专用测读设备；连接电缆为加强型测量电缆，并配有专用电缆绞盘车；操作杆为单根 2m 长的铝合金杆，两端具有操作方便的连接接头；标定筒为钢瓦合金制成的便携式标定筒架，是观测前、观测后进行测头标定的必备标定设备；导管为 1m 长度的 HPVC 材料的塑料导管，两端装有高精度的防锈金属球面测标（标芯）。

滑动测微计的工作原理是测头内装有两套高精度的线圈系统（标距为 1m），当被测岩体（结构物）发生变形时，测头内的两套线圈系统在测量位置上通过两个测环感应，产生一个与两测量环实际间距成比例的电信号，并由测读仪读出，经换算得出长度变化。测量导管预先埋设在岩体或混凝土

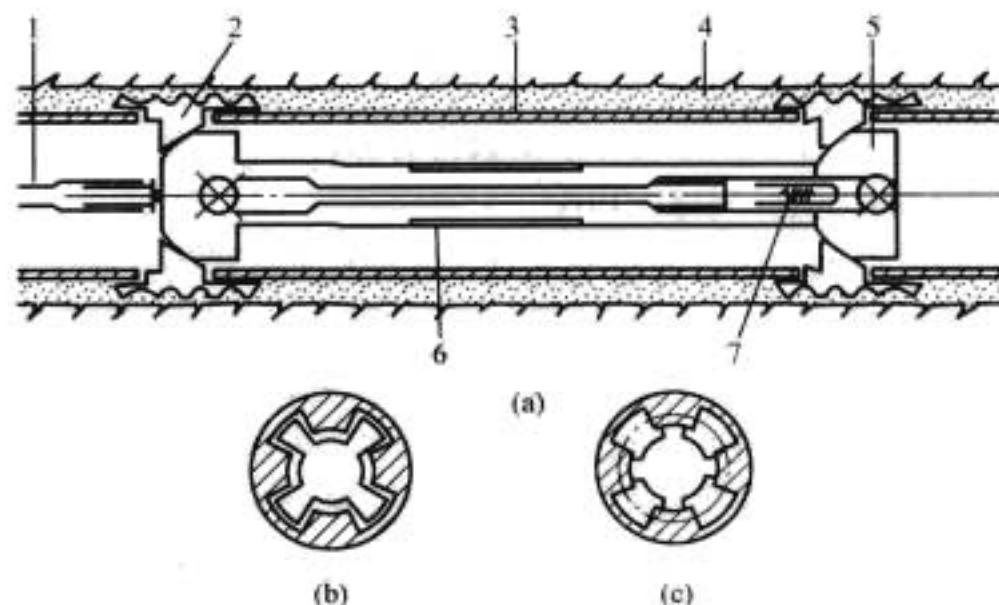


图 5.11-8 滑动测微计组成及埋设测量示意图

(a) 测头、钻孔及导管布置；(b) 滑入测量标志时状态；(c) 测量时状态

1—操作杆；2—锥形测量标志；3—导管；4—灌浆充填；
5—球面测头头部；6—保护套；7—LVDT（位移传感器）

土内，观测时，将滑动测微计的测头放入导管内，使测头与导管标芯顶紧，利用锥面—球面原理测量相邻测环（标芯）的精确距离，从而获得沿一测线（钻孔轴线）方向不同深度的轴向位移或应变分布。

3.2.4 电磁式沉降仪

电磁式沉降仪由测头、电缆（兼测尺）、测读仪、沉降环组成（见图 5.11-9）。它的工作原理是在土石坝或土质地基内埋设的硬质塑料管外圈埋设金属沉降环，沉降环作为土层面沉降而产生位移，隔一定时期将测头放入管内，测得沉降环距离管口的变化，用水准测量测得管口高程，即可计算出深层测点的竖向位移。这种设备有两种，一种沉降环为永久磁铁环，用舌簧式开关测头；另一种是不锈钢环，用高频振荡式测头。

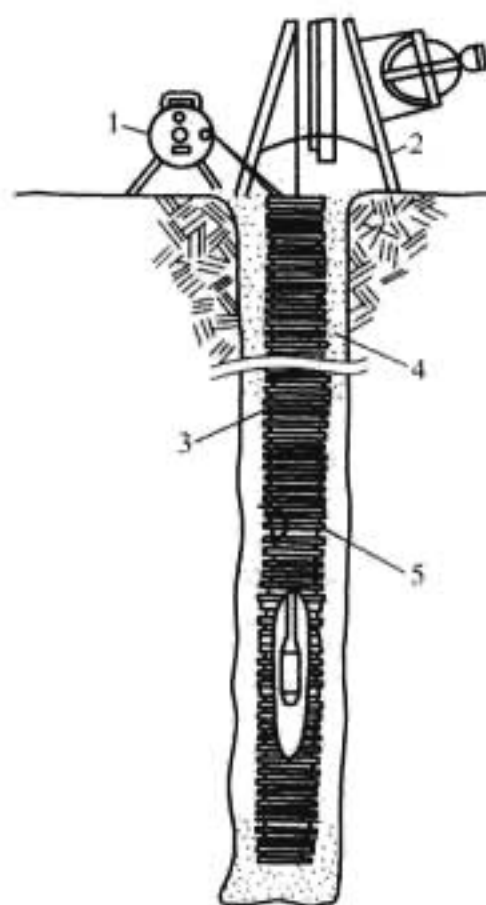


图 5.11-9 电磁式沉降仪埋设示意图

电磁式沉降仪在土石坝监测中常配合测斜仪实现三向位移监测，具体方法是将沉降环套在测斜管外，用沉降仪测竖向位移，用测斜仪测水平位移，从而在同一钻孔实现竖向和水平位移监测。

3.2.5 水管式沉降仪

水管式沉降仪利用连通管原理，结构简单。多用于土石坝的沉降观测，主要由沉降计筒（测头）、量测板、管路等组成（见图 5.11-10）。

埋入土石坝中的沉降计是一个密封筒，筒底接三根尼龙管，一管接量测板上的竖向测量管，此管在沉降计筒中，并要求其顶端保持水满溢流状态作为测量标准；一管是排水管，其作用是使沉降计筒中多余水排除；另一管为通气管，其作用是保证沉降筒中气压与外界大气平衡。

量测板上安装透明管作为与沉降仪测头的连通管，管旁固定钢刻度尺，最小刻度为 1mm，通气管及排水管终端也固定在量测板上，设闸加以控制。

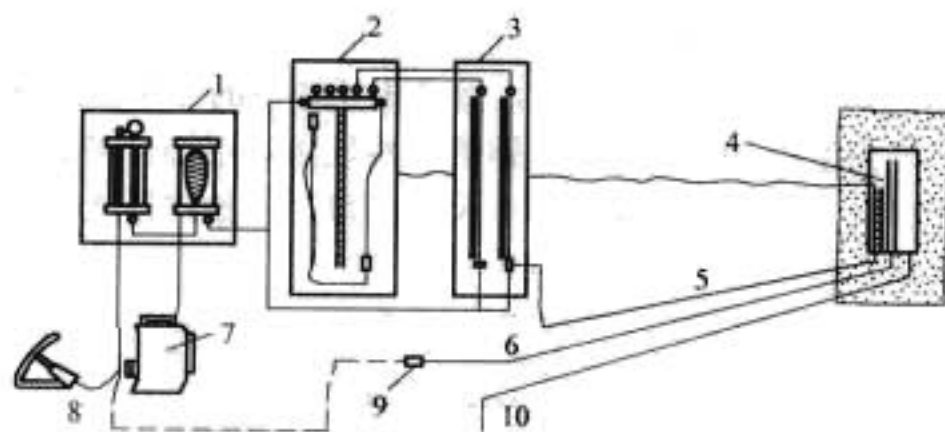


图 5.11-10 水管式沉降仪结构示意图

- 1—脱气设备；2—反压设备；3—量测板；
4—沉降计筒；5—溢流管；6—通气管；
7—脱气水；8—水泵；9—气泵；10—排水管

3.2.6 引张线式水平位移计

为了观测土石坝体内部水平位移，经常在坝体内多个高程埋设引张线式水平位移计（见图 5.11-11），它的构造为沿水平方向不同距离埋设多个锚板，每个锚板连有钢丝绳，并将其水平引至下游坝坡处的观测房，钢丝绳则装置在水平埋设的钢管或高强度硬质塑料管内，钢丝绳终端穿过滑轮后下系重锤，直接量测拉张的钢丝绳长度变化，经换算即可得出相应的水平位移。

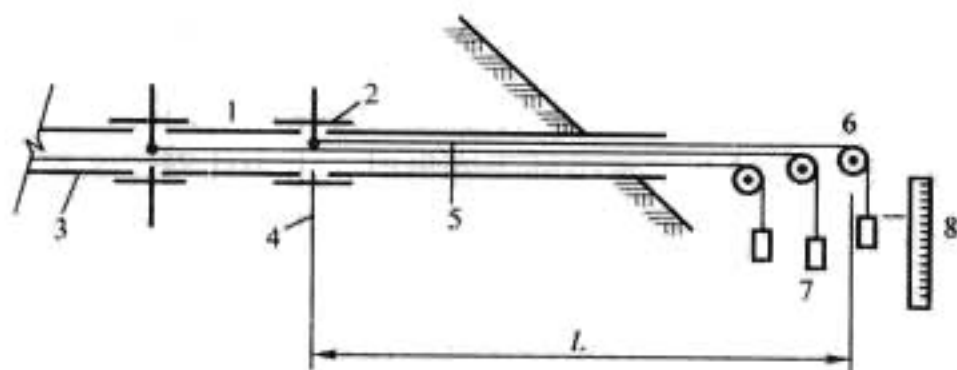


图 5.11-11 引张线式位移计工作原理示意图

- 1—坝体；2—伸缩管接头；3—保护钢管；4—锚固板；
5—钢丝绳；6—导向轮；7—平衡重量；8—游标卡尺

3.3 观测及资料整理

3.3.1 测斜仪

3.3.1.1 滑动式垂向测斜仪观测

(1) 用电缆将测头与读数仪连接，并将测头高导轮朝向主变位方向放入测斜管导槽（ A_0 ）内缓缓下入管底，仪器预热 3~5 分钟。

(2) 自下而上每隔 0.5m 测读 A_0 、 B_0 数据，直至管口。

(3) 取出测头将其旋转 180° ，再将测头放入导槽（ A_{180} ）内下入管底，按上述方法测读 A_{180} 、 B_{180} 数据。而对于仅有单向传感器的测头，要按上述方法依次测读 A_0 、 A_{180} 、 B_0 、 B_{180} 四个方向导槽的数据。

3.3.1.2 测斜仪数据处理

$$\text{位移 } A(\text{mm}) = \sum_{i=\text{底}}^{i=\text{顶}} (\text{差值 } A_i - \text{差值 } A_0) / 100 (i = \text{底, 顶})$$

$$\text{位移 } B(\text{mm}) = \sum_{i=\text{底}}^{i=\text{顶}} (\text{差值 } B_i - \text{差值 } B_0) / 100 (i = \text{底, 顶})$$

$$\text{合位移}(\text{mm}) = (\text{位移 } A^2 + \text{位移 } B^2)^{1/2}$$

$$\text{合位移方向} = \arctan(\text{位移 } B / \text{位移 } A)$$

根据以上计算结果，绘制各种关系曲线：

(1) A 向变化值（差值 A_i —差值 A_0 ）或 B 向变化值（差值 B_i —差值 B_0 ）与深度关系曲线；

(2) A 向位移或 B 向位移与深度关系曲线（如图

5.11-12 所示）；

(3) 典型深度（滑移面）位移（位错）与时间关系曲线。

滑动式水平测斜仪与固定式垂向或水平测斜仪观测，以及数据处理原则与以上类同，具体可参见仪器厂家说明书。

3.3.2 多点位移计

3.3.2.1 多点位移计观测

每次观测时首先将测读仪分别与各传感器电缆连接，测读仪预热后即可测读每一支传感器测值，并将测值记录在专用的观测记录表格内。

3.3.2.2 多点位移计数据处理

(1) 各锚点相对测头位移

$$XW_i = K(R_i - R_{i0}) + C(T_i - T_{i0})$$

($i = 1, 2, \dots, 6$ 锚头编号，编号顺序由浅至深)

式中： XW_i 为各相应锚头当前相对位移，mm； R_i 为各相应锚头当前测值； R_{i0} 为各相应锚头初始测值（基准值）； T_i 为当前温度， $^\circ\text{C}$ ； T_{i0} 为初始温度， $^\circ\text{C}$ ； K 为仪器系数； C 为温度系数，mm/ $^\circ\text{C}$ 。

(2) 各深度绝对位移：

各深度绝对位移为相对于不动点的位移，通常不动点设在孔底，设 XW_4 为孔底锚头测值，其计算方法（以四点位移计为例）：

孔口（0m 深度）位移（mm）= 最深锚头位移（ XW_4 ）

第一锚头深度位移（mm）= $XW_4 - XW_1$

第二锚头深度位移（mm）= $XW_4 - XW_2$

第三锚头深度位移（mm）= $XW_4 - XW_3$

根据以上计算结果，可以绘制各深度位移与时间关系曲线（如图 5.11-13 所示）、位移沿孔深分布曲线、位移随开挖变化过程曲线。

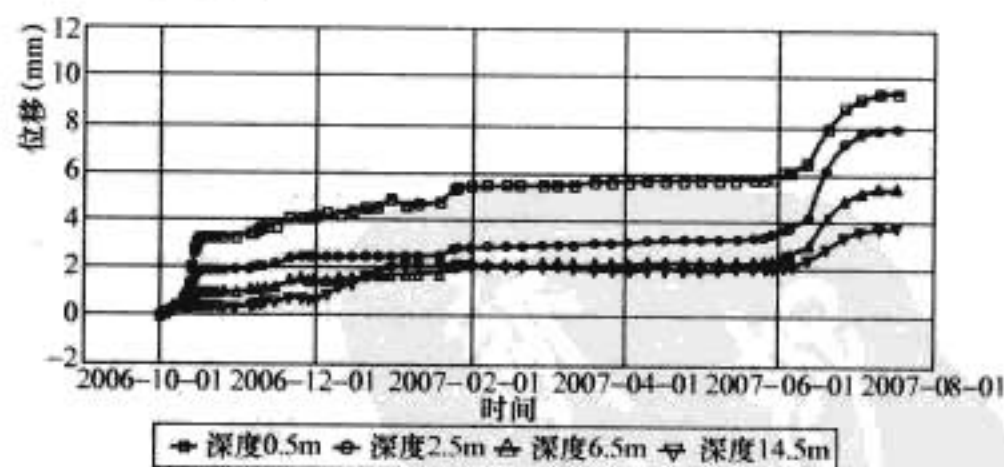


图 5.11-13 不同深度位移—时间关系曲线

3.3.3 滑动测微计

3.3.3.1 滑动测微计观测

(1) 将测头与读数仪用电线接好，打开读数仪电源预热 20 分钟。

(2) 在标定筒中分别从两端（ E_1 、 E_2 ）对滑动测微计测头进行标定，标定时应记录时间、天气及气温。

(3) 将测头与导向链、送进杆接好，将有导向链一头放入孔中。

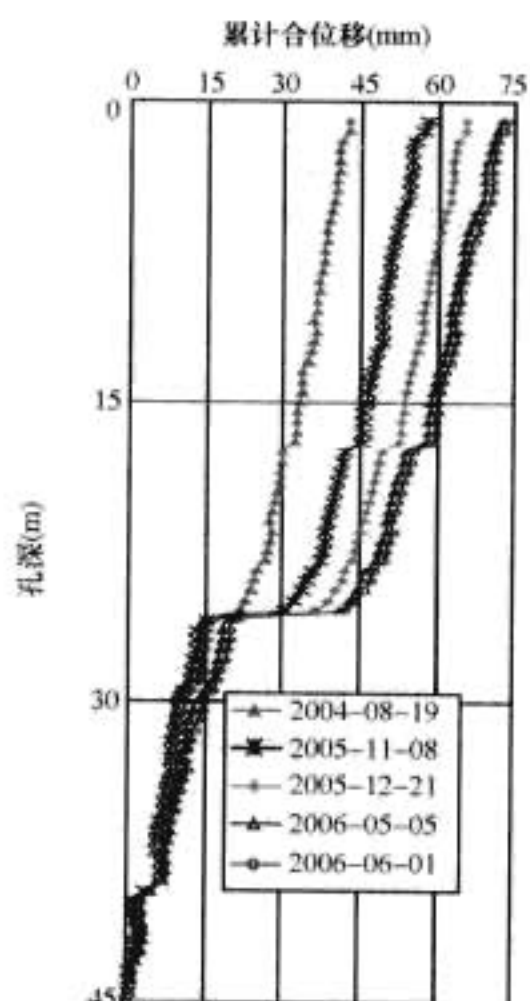


图 5.11-12 位移—深度关系曲线

(4) 每次测试时连测2遍,从孔口至孔底,再从孔底至孔口。

(5) 测量结束后,取出测头,再次在标定筒中进行标定。

3.3.3.2 滑动测微计数据处理:

(1) 编号从孔口开始,即孔口数据放在测点1号位置。

(2) 测前、测后都要按仪器说明书要求对测头进行标定,分别获得测前、测后的 Z_0 、 K 值。

(3) 对首次观测值进行校正,得到校正后的首次测值 M_0 , 即

$$M_0 = K \times (a - Z_0)$$

式中: a 为仪器测量未修正的均值。

(4) 按步骤(3)对以后各测量值进行校正,得到当前校正后的值 M_i 。

(5) 各测段按下式计算便可得到相应测段的相对位移(增量位移),也可称为该测线前后的应变分布

$$M = M_0 - M_i$$

(单位: $1 \times 10^{-3} \text{ mm}$)

(6) 对相对位移值 M 进行累加即可得到该测次各深度直至孔口的钻孔轴向位移 M_s ,

$$M_s = \sum_{i=0}^{i=\text{顶}} (M_0 - M_i)$$

根据以上计算结果,可以

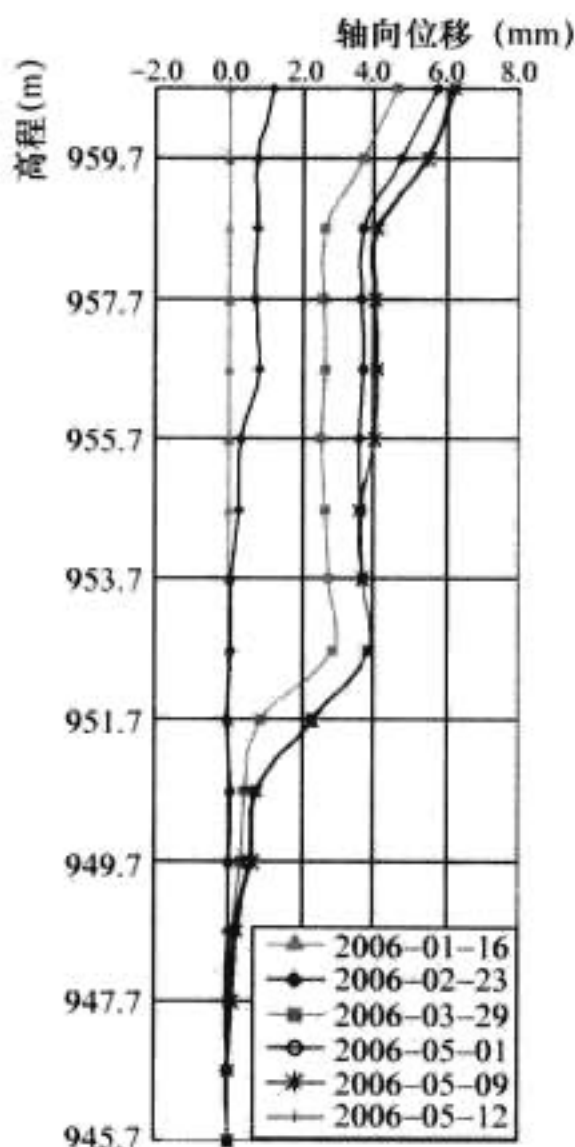


图 5.11-14 位移—深度分布关系曲线

以绘制以下曲线:①位移与深度分布关系曲线(如图 5.11-14 所示);②典型深度位移与时间关系过程曲线。

电磁式沉降仪、水管式沉降仪、引张线式位移计的测试原理和操作均很简单,它们可以直接在测尺上读数,经整理后可以作出位移过程线、位移分布曲线等。

4 接缝和裂缝监测

4.1 监测内容

为适应温度变化和地基不均匀沉降,混凝土工程一般均设有接缝。接缝的开合度与位错(剪切位移)通常需要进行监测,了解其发展情况,分析其对工程安全的影响。接缝监测分为单向(称之为开合度)、双向(开合度加纵向或竖向位错)、三向(开合度加纵向、竖向位错)。一般只进行接缝的开合度监测,仅在特殊情况下需要三向监测,例如土石坝的面板周边缝。仅监测接缝上下或左右错动的称为位错监测。

工程裂缝一般是随机发生的,对工程影响较大的裂缝需要对其实施监测,裂缝采用裂缝计进行监测,裂缝计通常由测缝计改装而成,其工作原理与测缝计完全相同。

4.2 监测仪器设备

4.2.1 板式三向标点测缝装置

测缝计最简单的是在接缝两侧设标点,用卡尺等进行测量。

图 5.11-15 为板式三向标点测缝装置,它由两块宽约 30mm 厚 5~7mm 的金属板,做成相互垂直的 3 个方向的拐角,并在型板上焊三对不锈钢的三棱柱条,用螺栓将型板锚固在混凝土上,用外径游标卡尺测量每对三棱柱条之间的距离变化,即可得三维相对位移。

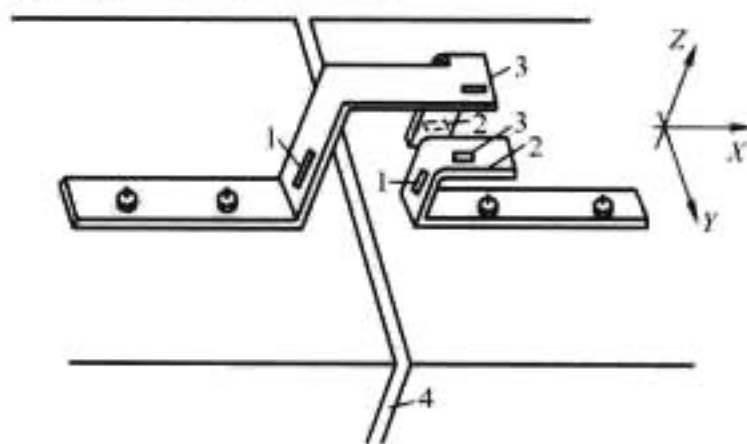


图 5.11-15 板式三向标点结构示意图
1—观测 X 方向的标点;2—观测 Y 方向的标点;
3—观测 Z 方向的标点;4—伸缩缝

4.2.2 测缝计

测缝计是测量结构接缝开合度的仪器,其与各种形式的加长杆连接可以组装成裂缝计、位错计和基岩变形计等,用以测量裂缝开合度、位错和基岩与结构物间的变位等。测缝计由上接座、钢管、波纹管、接线座和接座套管组成外壳,内装传感器件,图 5.11-16 为差阻式测缝计结构图。其工作原理为当测缝计两端承受外力变形时,由于外壳波纹管以及传感部件中的吊拉弹簧将大部分变形承担,小部分变形引起传感元件的变形,并通过电缆输出信号,由测读仪测读,经换算可得仪器轴向位移即为接缝的位移。

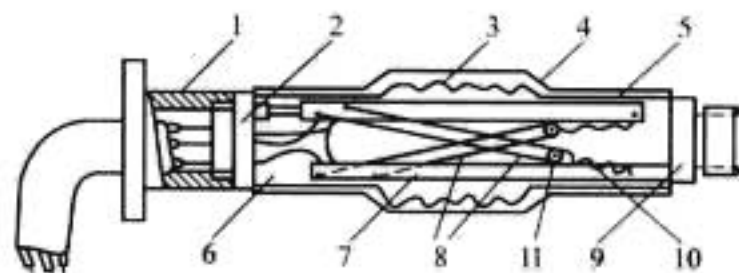


图 5.11-16 差阻式测缝计结构示意图
1—接座套筒;2—接线座;3—波纹管;
4—塑料套;5—钢管;6—中性油;
7—方铁杆;8—弹性钢丝;9—上接座;
10—弹簧;11—高频瓷绝缘子

4.2.3 三向测缝计

三向测缝计多用于土石坝上游混凝土面板周边线的三向变位。三向测缝计可以由单个位移计组装而成,也有整体三向测缝计。图 5.11-17 为 3DM-200 型三向测缝计,它由三个旋转电位器式传感器、支护件和智能化二次仪表组成,支护件由坐标板、保护罩、伸缩节和标点支架组成,支护件的主要作用是在坐标板固定三个传感器,在预埋板上设置位移标点 P ,以形成一个相对的坐标体系。3 个位移传感器由三根不锈钢丝引接并交于 P 点。保护罩用来保护不锈钢丝不受外界扰动或破坏。伸缩节由土工布制成,置于保护罩与位移点之间,以保证当面板位移时,标点 P 在测缝计量程范围内自由行动。这种测缝计的工作原理是基于在周边缝一侧的标点 P 相对于另一侧安装了三支传感器的坐标板的空间位移,通过测量三根钢丝位移的变化,来求得接缝的开合度、竖向和侧向的位错。

4.3 观测及资料整理

4.3.1 观测方法

各种类型仪器的读数应按照仪器说明书进行测读,每次

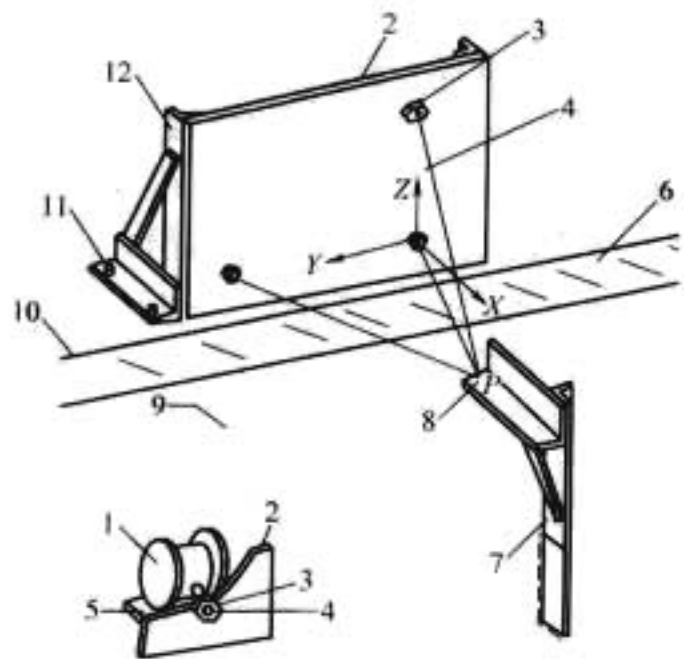


图 5.11-17 三向测缝计示意图

- 1—位移传感器；2—坐标板；3—传感器固定螺母；
4—不锈钢丝；5—传感器托板；6—周边缝；
7—预埋板（虚线部分埋入面板内）；8—钢丝交点；
9—面板；10—趾板；11—地脚螺栓；12—支架

读数时必须立即同前次测值对照检查，若发现异常，要及时进行复测。

4.3.2 数据整编

(1) 单个测缝计的计算公式是：

$$S_t = k(R_t - R_0) + c(T_t - T_0)$$

式中： S_t 为 t 时刻测量的开合度（位错），mm； k 为灵敏系数，由厂家给定； R_t 为 t 时刻读数； R_0 为初始读数； c 为温度系数，mm/℃； T_t 为 t 时刻温度，℃； T_0 为初始温度，℃。

(2) 三向测缝计：采用配套的智能化测读仪表读数，测读仪可以与计算机及打印机相接，将传感器模拟量转换为数字量，并经运算处理，直接打印出周边的 3 个方向位移量。

(3) 将得到的接缝开合度等实测资料绘制成过程线图，为便于资料分析，有时需要在同一张图上绘出混凝土温度、坝块浇筑高程及水库蓄水位等项的过程线图。

根据实际布设情况还可以绘制同一时刻的开合度、位错分布图等，用来比较分析不同位置测点的变化情况。

5 渗流渗压监测

5.1 监测内容

渗流渗压监测内容主要有渗流量、坝体和坝基渗流（压）、绕坝渗流、土体孔隙水压力、地下水位及水质等观测。

(1) 渗流量观测包括渗漏水的总流量、分区流量等。对坝体、坝基、绕渗及导渗（包括土坝减压井和减压沟）的渗流量，宜分区分段进行观测。所有集水和量水设施，应避免客水干扰。渗流量的观测一般采用容积法、量水堰法、流量计或流速仪法。

(2) 坝体、坝基渗流（压）观测主要是了解土石坝体孔隙水压力和坝基渗透压力，混凝土坝体接缝的渗漏和坝基扬压力。

(3) 绕坝渗流观测通常布置在大坝的两岸坝肩及部分山体，以及伸入两岸山体的防渗齿墙或灌浆帷幕前后等关键部位。观测一般采用测压管。

(4) 地下水位观测常用于绕坝渗漏、近坝区的滑坡体，一般采用测压管观测。

(5) 水质监测包括物理指标和化学指标两部分，通常全分析做的较少，简分析做的相对较多。

5.2 监测仪器设备

5.2.1 渗流量观测设施

渗流量的观测根据渗流量的大小和汇集条件，选用以下几种方法：

(1) 当流量小于 1L/s 时采用容积法。

(2) 当流量在 1~300L/s 时采用量水堰法（如图 5.11-18 所示）；

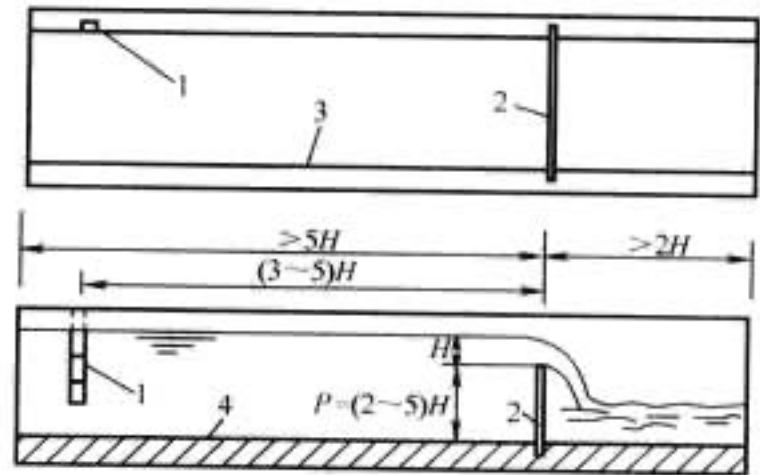


图 5.11-18 量水堰与堰槽结构示意图

- 1—水尺或测针；2—堰板；
3—堰槽侧墙；4—堰槽底

(3) 当流量大于 300L/s 或不能设量水堰时，将渗漏水引入排水沟中，采用流速法或超声波流量计测量，这种方法在水电工程中实际应用不多。

量水堰常用的有三角堰、梯形堰和矩形堰，各种量水堰的堰板一般采用不锈钢板制作。

(1) 三角堰。适用于流量在 1~70L/s 之间。

(2) 梯形堰。适用于流量在 10~300L/s 之间。

(3) 矩形堰。适用于流量大于 50L/s。

用于观测堰上水头的仪器设备有：水尺、水位测针或量水堰水位计。水尺精度不低于 1mm，水位测针或量水堰水位计精度不低于 0.1mm。

5.2.2 测压管

测压管可选用金属管或硬塑料管，一般内径不宜大于 50mm。测压管主要由导管、进水管组成，管口有压时安装压力表，用压力表来读取水压力，管口无压时用电测水位计观测水位。压力表要选用量程合适的精密压力表，使读数在 1/3~2/3 量程范围内，精度不得低于 0.4 级。电测水位计根据水能导电的原理设计，当金属测头接触水面两电极使电路闭合，信号经电缆传到触发蜂鸣器和指示灯，此时可从电缆或标尺上直接读出水深。

5.2.3 渗压计

渗压计由透水石、承压膜、压力传感器、线圈、壳体和传输电缆等构成（如图 5.11-19 所示），当水压力经透水石传递至仪器内腔作用到承压膜，承压膜连带传感元件一同变形，即可把液体压力转化为等电信号测量出来，通过计算可得出渗透压力。

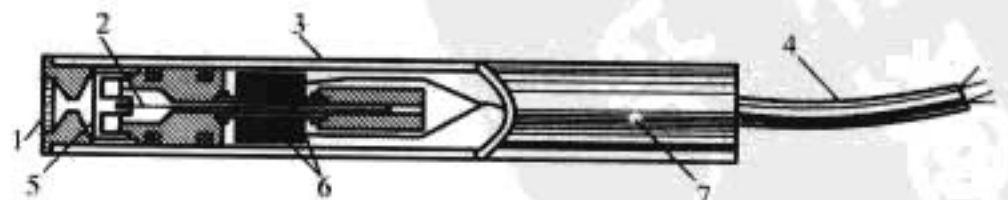


图 5.11-19 钢弦式渗压计结构示意图

- 1—透水石；2—钢弦；3—不锈钢体；4—引出电缆；
5—膜片；6—激励及接收线圈；7—内密封

渗压计根据传感器不同，可以分为钢弦式、差阻式和压阻式等。

5.3 观测方法与成果

5.3.1 渗流量观测方法

5.3.1.1 量水堰观测法

当测量量水堰堰顶水头时，水头值应读到最小估读单位。各种量水堰计算公式如下：

(1) 三角堰：三角形堰缺口为一等腰三角形，一般采用底角为直角（如图 5.11-20 所示）。堰上水深不得超过 0.35m，但不能小于 0.05m。

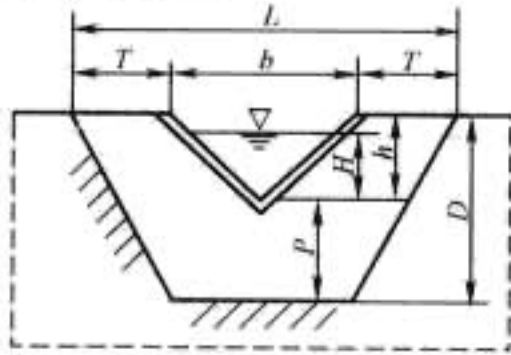


图 5.11-20 直角三角堰结构示意图

直角三角堰自由出流的流量计算公式

$$Q = 1.4H^{5/2}$$

式中：H 为堰上水头，m。

(2) 梯形堰：梯形堰的过水断面为梯形，常用边坡为 1:0.25（如图 5.11-21 所示）。

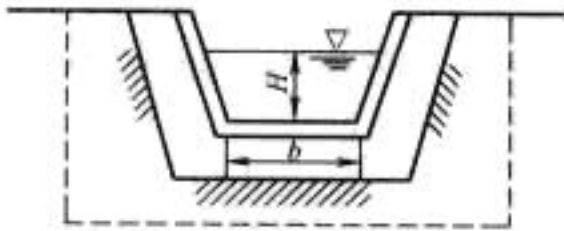


图 5.11-21 梯形堰结构示意图

堰口应严格保持水平，底宽 b 不宜大于 3 倍堰上水头，最大水深 H 一般不宜超过 0.3m。

堰口边坡为 1:0.25 的梯形堰流量计算公式为：

$$Q = 1.86bH^{3/2}$$

式中：b 为堰口底宽，m。

(3) 矩形堰：矩形堰分为有侧收缩和无侧收缩。计算方法较复杂，可参见有关规程。

5.3.1.2 容积观测法

容积法观测渗流量时，需将渗漏水引入容器内，测定渗漏水容积和充水时间（一般为 1min，且不得小于 10s），即可求得渗流量，两次测值之差不得大于平均值的 5%。观测渗流量的同时尽量与上下游水位、大气降水等项目结合，以便进行综合分析。

5.3.2 测压管观测方法

当测压管水位低于管口高程时，采用电测水位计测量测压管内水位，首先将水位计测头缓慢放入管内，在指示器开始反应时，测量出管口至孔内水面的距离。先后观测 2 次，两次读数之差不应大于 1cm。

当管内水位高于管口高程时，采用压力表测量测压管内水压。对于拆卸后重新安装的压力表应待压力稳定后才能读数；每年应对压力表进行校验。

5.3.3 渗压计观测方法

渗压计计算公式

$$P_t = k(R_t - R_0) + c(T_t - T_0)$$

式中：P_t 为 t 时刻测量的渗压力，MPa；k 为灵敏系数，由厂家给定；R_t 为 t 时刻读数；R₀ 为初始读数；c 为温度系数，MPa/℃；T_t 为 t 时刻温度，℃；T₀ 为初始温度，℃。

5.3.4 水质分析

水质分析所需水样应在规定的监测孔、排水孔或廊道排水沟内取得。同时也应在水库内同时取水样，以便分析比较。坝体混凝土中或基岩中的析出物，应取样做分析，检查是否有化学管涌或机械管涌发生。通常简分析做的较多，项目包括有：渗透水的色度、水温、气味、混浊度、pH 值、游离二氧化碳、矿化度、总碱度、硫酸根、重碳酸根及钙、镁、钠、钾、氯等离子。

6 应力、应变、压力及温度监测

6.1 监测内容

(1) 应变监测主要内容为大坝混凝土应力应变、隧洞衬砌应力应变和边坡抗滑桩应力应变等。应变监测最终结果应换算成应力，所以在实施应变监测项目时，应对所采用的混凝土进行热学、力学及徐变、自身体积膨胀等试验。

(2) 应力监测主要为工程的混凝土钢筋应力、边坡的锚杆应力和隧洞钢衬砌的钢板应力等。

(3) 压力监测主要包括土石坝土体和界面压力、隧洞衬砌的围岩压力、边坡挡墙和抗滑桩岩（土）压力等。

(4) 锚杆和锚索荷载监测，通常采用测力计实施。

(5) 温度变化是引起大坝混凝土应力的重要因素之一，温度监测可分为坝体内部、坝面和坝基温度监测。

6.2 监测仪器设备

6.2.1 应力应变监测仪器

常用的应变计有埋入式应变计、无应力应变计和表面应变计。按传感器分，主要有钢弦式、差动电阻式、电阻应变片式等。目前采用较多的是差动电阻式和钢弦式应变计。

应变计通常由传感部件、外壳和引出电缆三部分组成（如图 5.11-22 所示）。它的工作原理是将应变计埋设在结构物的混凝土中，当混凝土产生应变时，应变计随之产生变形，应变计内传感器元件随即将感应的变化通过电缆输出，用测读仪测定其变化值，通过计算即可求得其应变测值。

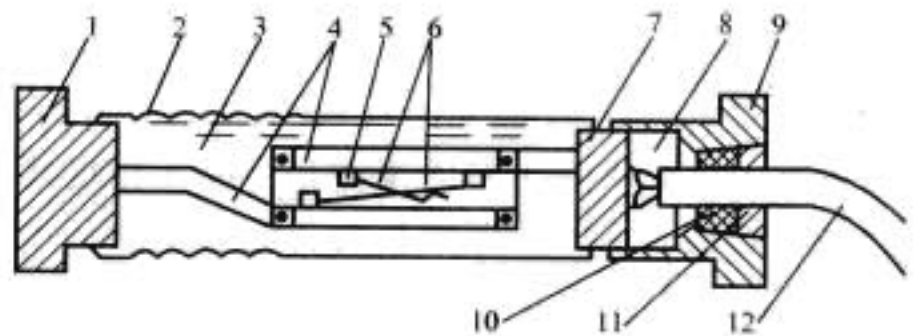


图 5.11-22 应变计结构示意图

- 1—上接座；2—波纹管；3—中性油室；
- 4—方铁杆；5—高频瓷子；6—电阻钢丝；
- 7—接线座；8—密封室；9—接座套筒；
- 10—橡皮圈；11—紧固圈；12—引出电缆

由于温度、湿度以及水泥水化作用等原因，混凝土将会产生“自由体积变形”，实测混凝土自由体积变形的仪器称为无应力应变计，简称“无应力计”。无应力计系将应变计放在锥形双层套筒内，使内筒中的应变计，不受筒外大体积混凝土荷载变形的影响，而筒口又和大体积混凝土连成一体，使筒内与筒外保持相同的温、湿度。这样内筒混凝土产生的变形，仅为温度、湿度和自身原因引起的，而非应力作用的结果。因此，内筒测得的应变即为自由体积变形造成的非应力应变，或称自由应变。

根据工程受力情况,应变观测点可埋设单个应变计或多个应变计组。对于需要观测应力在空间的方向和大小的测点,通常埋设九向应变计组,对于需要观测应力在平面上的测点,可以埋设五向应变计组或四向应变计组(如图 5.11-23 所示),对于应力方向已经明确,只需观测应力大小的测点,可沿应力方向埋设单个应变计。在埋设应变计或应变计组的测点附近,均应埋设无应力计。

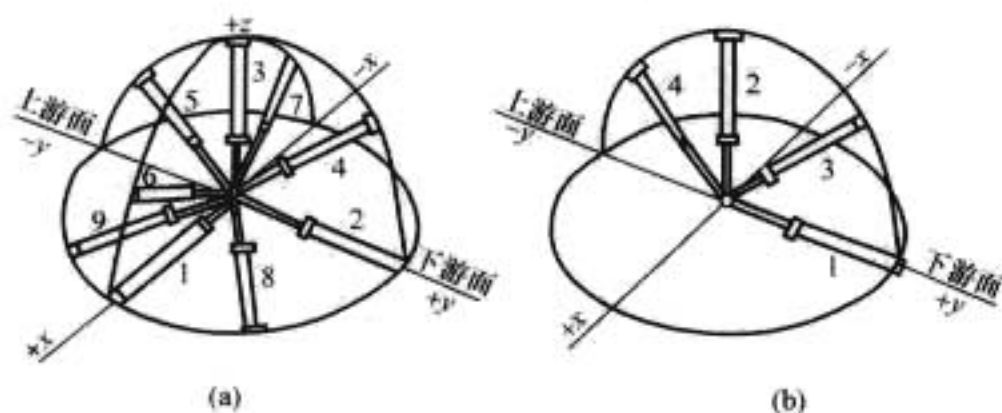


图 5.11-23 应变计埋设方向示意图
(a) 九向应变计组; (b) 四向应变计组

6.2.2 钢筋(锚杆)、钢板应力监测仪器

钢筋应力和锚杆应力均用钢筋计来测定。钢筋计由连接杆、钢套、传感元件及引出电缆组成(如图 5.11-24 所示)。钢筋计和受力钢筋(锚杆)对焊连接成整体,当钢筋受到轴向力时,钢套便发生轴向变形,与钢筋紧固在一起的传感元件跟着变形并通过电缆输出,由此可求得轴向应力。目前还有一种点焊式应变计,该应变计是将预先受一定应力的钢弦点焊在一块薄钢片上或两块钢片上,钢片用点焊或环氧方法固定在被测钢件或混凝土表面。用覆盖式感应线圈盒放在钢弦上,通电使线圈盒内电磁线圈激振钢弦,测出弦的振动频率,由频率即可换算为应变。

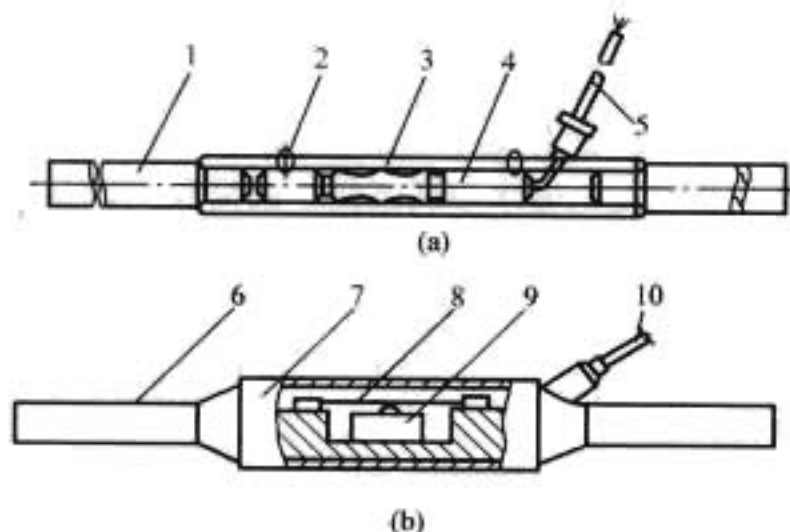


图 5.11-24 钢筋计结构示意图

(a) 差动电阻式; (b) 钢弦式

1—连接板; 2—制紧螺丝; 3—钢套; 4—传感组件;
5—引出电缆; 6—连接杆; 7—钢套; 8—钢弦;
9—磁芯; 10—引出电缆

6.2.3 压力监测仪器

压力监测仪器根据埋入介质的不同,分为混凝土压应力计和土压力计。目前应用较多的是土压力计。

土压力计按埋设部位分为埋入式和界面式两种。埋入式土压力计是埋入土体中,测量土中应力分布。界面式压力计是安装在刚性结构物表面,受压面面向土体,测量界面的接触压力。

土压力计主要由压力盒体、传压管、感应组件和引出电缆组成(如图 5.11-25 所示)。其工作原理是当土压力作用于压力盒承压膜上,承压膜即产生微小挠性变形,使油腔内液体受压,液体压力通过传压管传到压力传感器的受压膜上,使传感器感应变化并由电缆输出,通过测读仪测出,经换算得到土压力。



图 5.11-25 土压力计结构示意图

1—护圈; 2—压力盒体; 3—传压油; 4—传压管;
5—二次膜; 6—感应组件; 7—引出电缆

单支土压力计一般只能测量与其表面垂直的正压力,3~4支土压力计成组埋设,相互间成一定角度,即可用弹性理论求得观测点上的大、小主应力和最大剪应力。结合埋设在附近的渗压计测值,可以计算有效应力。

6.2.4 荷载(力)监测仪器

水电工程中采用预应力锚杆(索)加固时,为了监测预应力变化和锚固效果,通常采用锚杆(索)测力计。有时在观测承载桩和支撑柱(架)的荷载时,也使用此种测力计。

目前常用的测力计主要为环式测力计(如图 5.11-26 所示)。按所采用的传感器不同,有钢弦式、差动电阻式和电阻应变片式等多种。测力计通常由工字形钢环形成缸体,在环内对称位置安装 4~6 个传感器,敏感缸筒上的荷载,然后把各传感器的测值取平均值,以减少不均匀和偏心荷载的影响。

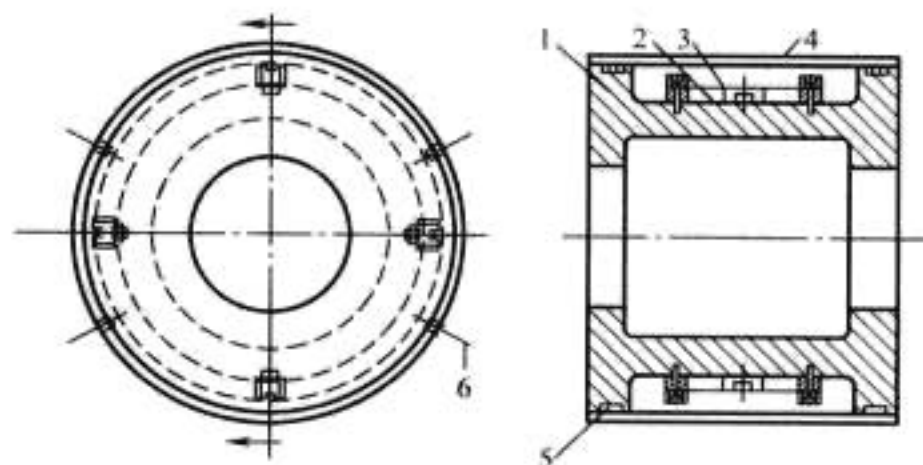


图 5.11-26 测力计结构示意图

1—缸体; 2—缸体的四个磨平面; 3—传感元件;
4—外罩; 5—O 形密封圈; 6—平头螺钉

6.2.5 温度监测仪器

温度监测主要针对混凝土坝进行,目前采用较多的是电阻式温度计,分布式光纤也逐渐引入了大坝监测领域。在坝体施工期间将电阻式温度计埋设在混凝土内,由电缆引到观测站的集线箱上,用测读仪测定温度计的电阻,并换算成相应的温度。在观测坝体内部温度的同时,还需要配合进行坝体周围的水温、气温、基岩温度、下游坝面温度等外界因素的观测。由于应力、应变等监测仪器,都具备测温功能,利用其温度测值,可以减少测温仪器数量。

6.3 观测及资料整编

监测仪器安装埋设后测得初始数据,确定基准值之后,仪器便进入正常监测。各种仪器的读数应按照仪器说明书进行,观测数据用专门表格记录。每次读数时,必须立即同前次测值对照检查,读数值应是有规律的值。在观测值中若发现异常,要及时进行复测,分析原因,记录说明。

6.3.1 基准值的确定

(1) 应变计基准值的确定:埋设应变计的初期混凝土或砂浆必须固化为具有一定弹模和强度的弹性体,能够带动应变计正常工作时,此时的应变计测值才可确定为基准值。对于国产差阻式仪器一般需要 12h 以上。

(2) 压力计基准值的确定: 压力计埋设后, 其周围材料的温度达到均匀时的测值为基准值。

(3) 钢筋计基准值的确定: 钢筋计的基准值可根据使用处的结构而定, 一般取混凝土或砂浆固化后, 钢筋和钢筋计能够随其周围材料变形时的测值作为基准值, 一般取 24h 后的测值。

(4) 测力计基准值的确定: 测力计安装就位后, 加荷张拉前, 应准确测得初始值和环境温度。反复测读, 三次读数差小于 1% (F.S), 取其平均值作为观测基准值。

(5) 电阻温度计计算不需要确定初值。

6.3.2 数据整编

6.3.2.1 应变计

(1) 单个应变计的计算公式为

$$\epsilon_m = k \times (R_t - R_0) + c \times (T_t - T_0)$$

式中: ϵ_m 为实测应变; R_t 为当前读数; R_0 为初始读数; k 为应变系数; T_t 为当前温度; T_0 为初始温度; c 为温度系数。

无应力计应变 ϵ_0 计算与上式相同。

算得实测应变 ϵ_m 后, 扣除无应力计应变测值 ϵ_0 , 即可得出应力所产生的应力应变 ϵ' , 即 $\epsilon' = \epsilon_m - \epsilon_0$ 。

(2) 应变计组的计算:

- 1) 按单支应变计的计算方法求出应变计组的实测应变。
- 2) 将各应变计的实测应变进行平衡。
- 3) 根据广义虎克定律计算单轴应变 ϵ' 。

应变计组的计算是一个相当细致并且繁琐的工作, 可以利用现有的计算分析软件进行计算。

如果混凝土为完全弹性体, 由式 $\sigma = \epsilon' E$ 可求出轴向应力。

由于混凝土并非完全弹性体, 在长期荷载作用下, 变形会不断增长, 因此尚应考虑徐变变形。

(3) 应力应变成果通常绘制下列曲线:

1) 以应力为纵坐标, 以时间为横坐标绘制过程线图。为便于资料分析, 有时还在同一张图上绘出混凝土温度、坝块浇筑高程等项的过程线图。

2) 应力分布图, 按照一定的纵横比例绘制建筑物观测横断面图, 并绘上仪器埋设的位置及理论应力分布图。然后选择有代表性的应力观测成果, 按比例绘制在横断面图上, 连成曲线, 以便比较。

6.3.2.2 应力计、钢筋计数据整理

应力计、钢筋计的计算和分析方法, 基本上与单向应变计相同。

6.3.2.3 测力计数据整理

锚索(杆)测力计基准值确定后, 分级加荷张拉, 并同时监测。一般每级荷载张拉测读一次。最后一级荷载连续三次测读读数差小于 1% (F.S) 时即可锁定。之后进行锁定后的荷载变化观测, 绘制荷载过程线图以及荷载变化速率柱状图。

6.3.2.4 温度计数据整理

温度观测的时间和次数一般与应力观测一致, 施工期间可根据需要增加测次。温度观测与计算成果应随时填入记录表和成果表, 并进行下列各项资料的整理工作:

(1) 绘制各测点的温度过程线, 同一高程的各测点可绘在同一坐标图内。

(2) 绘制不同时期的坝体内部温度分布的等温线图。

(3) 绘制不同高程观测面的温度分布及变化过程图。

(4) 根据等温线图, 可量出不同温度的分布面积, 计算平均温度, 并绘制坝体平均温度过程线。

7 环境量监测

7.1 监测内容

环境量监测主要包括大坝上下游水位、库水温、气温、降水量、冰压力、坝前淤积和下游冲刷等项目。

7.2 仪器设备

7.2.1 水位观测仪器

水位监测一般采用遥测水位计或水尺。

常用的遥测水位计有浮子式和传感器式两种。浮子式遥测水位计主要由水位感应、水位传动、编码器、记录器和基座等部分组成, 由水位感应部分的浮子感应水位涨落, 带动水位轮旋转, 产生与水位变化相应的转角, 水位转角通过传动轴齿轮准确地传递给编码器, 编码器接收传递来的转角位移并完成相应的数字编码, 通过输出电信号远传给记录器, 以显示、记录其水位。浮子式水位计需要建造水位测井, 其精度在 10m 测量范围内小于 2cm; 传感器式遥测水位计由水位传感器、水位显示器及记时数字记录仪三部分组成, 利用传感器测量静水压力来实现水深测量, 无需建造水位测井。如果渗压计量程精度满足需要, 也可选作遥测水位计。

常用的水尺有直立水尺和倾斜水尺。直立水尺一般分木质和搪瓷两种, 水尺表面用红、白、蓝或红、黄、黑色彩划分格距, 每格距为 1cm, 每 10cm 和每 1m 处标注数字。水尺钉在桩上, 并面对库岸以便观测, 水尺的观测范围要高于最高水位和低于最低水位各 0.5m, 常需设置一组水尺; 倾斜水尺安置在库岸斜坡上, 适用于流速较大的地方。

7.2.2 库水温观测仪器

库水温采用深水温度计、半导体水温计、电阻温度计等。

深水温度计安装在特制金属套管内, 套管开有可供温度计读数的窗孔, 套管上端有一提环, 以供系住绳索, 套管下端旋紧着一只有孔的盛水金属圆筒, 圆筒较大, 并有上、下活门, 利用其放入水中提升时的自动开启和关闭, 使筒内装满所测温度的水样, 水温计的球部位于金属圆筒的中央。测量范围 $-2 \sim +40^{\circ}\text{C}$, 分度值为 0.2°C , 适用于水深 40m 以内的水温测量。

半导体水温计和电阻温度计都是根据电阻值随温度的变化这一特性制成的温度计, 半导体水温计主要用碳、锗作感温元件, 电阻温度计由铜电阻线圈作感温元件, 引出的电缆接上测读仪, 即可测出温度。测量范围 $-30 \sim 70^{\circ}\text{C}$ 。

7.2.3 气温观测仪器

采用直读式温度计、最高最低温度计或自记温度计, 气温监测仪器安设在专用的百叶箱内。

7.2.4 降水量观测仪器

观测设备采用雨量计。雨量计由传感器、测量控制、显示与记录、数据传输和数据处理等部分组成。常用的雨量计有: 自记雨量计、遥测雨量计或自动测报雨量计。

7.2.5 冰压力监测

观测设备采用压力传感器。压力传感器的种类较多, 常用的是压阻式压力传感器。压阻式压力传感器的主要组成部分是电阻应变片。应变片通过特殊的黏合剂紧密地黏合在产生力学应变基体上, 当基体受力发生应力变化时, 电阻应变片也一起产生形变, 使应变片的阻值发生改变, 从而使加在电阻上的电压发生变化, 通过测量电压即可知道压力的变化。

7.2.6 坝前淤积和下游冲刷

观测设备采用水下摄像机或平板仪, 常在坝前、沉沙

池、下游冲刷的区域设置。

7.3 观测

观测按有关技术要求和规程规范进行。

(1) 水位监测资料整编。填制上游和下游水位统计表。表中数字为逐日平均值(或逐日定时值)。同时将月、年内的极值和均值以及极值出现的日期分别填入“全月统计”和“全年统计”栏中。

(2) 气温监测资料整编。填制逐日平均气温统计表,同时还须将月、年内的极值和均值以及极值出现的日期分别填入“全月统计”和“全年统计”栏中。

(3) 不同类型的雨量计,其观测的方法也有所不同。一般采用每日定时分段的测次进行观测,雨季时增加观测段次,多雨季节应选用自记雨量计。

(4) 静冰压力观测应自结冰之日起开始观测,每日至少观测两次。在冰层胀缩变化剧烈时期,应接连三天每2~3h观测一次;动冰压力观测在风浪过程或流冰过程中进行连续观测。

(5) 坝前淤积和下游冲刷按需要进行观测,包括其形态的测量和描述。

8 巡视检查

8.1 巡视检查内容

8.1.1 混凝土坝

(1) 相邻坝段之间的错动、伸缩缝开合情况和止水的工作状况。

(2) 上下游坝面、宽缝内及廊道壁上有无裂缝,裂缝中漏水情况。

(3) 混凝土有无破损、溶蚀、水流侵蚀或冻融现象。

(4) 坝体排水孔的工作状态,渗漏水的水量和水质有无显著变化。

(5) 坝顶防浪墙有无开裂、损坏情况。

(6) 基岩有无挤压、错动、松动和鼓出。

(7) 坝体与基岩(或岸坡)结合处有无错动、开裂、脱离及渗水等情况。

(8) 基础排水及渗流监测设施的工作状况、渗漏水及浑浊度有无变化。

8.1.2 土石坝

(1) 坝顶有无裂缝、异常变形、积水或植物滋生等现象;防浪墙有无开裂、挤碎、架空、错断、倾斜等情况。

(2) 迎水坡或护坡(面板)是否损坏,有无裂缝、剥落、滑动、隆起、塌坑、冲刷或植物滋生等现象,近坝水面有无冒泡、变浑或漩涡等异常现象。

(3) 背水坡及坝趾有无裂缝、剥落、滑动、隆起、塌坑、雨淋沟、散浸、积雪不均匀融化、冒水、渗水坑或流土、管涌等现象;排水系统是否通畅。

(4) 坝基排水设施的工况是否正常,渗水量、颜色、气味及浑浊度、酸碱度、温度有无变化,基础廊道是否有裂缝、渗水等现象。

(5) 坝体与岸坡连接处有无裂缝、错动、渗水等现象;两岸坝端区有无裂缝、滑动、崩塌、溶蚀、隆起、塌坑、异常渗水和蚁穴、兽洞等。

(6) 坝趾近区有无阴湿、渗水、管涌、流土或隆起等现象;排水设施是否完好。

8.1.3 坝端岸坡及近坝库岸

(1) 坝端岸坡绕坝渗水是否正常,有无裂缝、滑动迹

象;护坡有无隆起、塌陷或其他现象。

(2) 近坝库岸有无冲刷、裂缝、崩塌、滑动和塌坑现象,泉水的数量及水量变化情况。

8.1.4 引水建筑物

进水口和引水渠道有无堵淤、裂缝及损伤,控制建筑物及进水口拦污设施状况、水流流态。

8.1.5 泄水建筑物

(1) 溢洪道(泄水洞)的闸墩、边墙、胸墙、溢流面(洞身)、工作桥等处有无裂缝和损伤。

(2) 消能设施有无磨损冲蚀和淤积情况。

(3) 下游河床及岸坡的冲刷和淤积情况。

(4) 水流流态。

8.1.6 闸门及金属结构

(1) 闸门(包括门槽、门支座、止水及平压阀、通气孔等)工作情况。

(2) 启闭设施启闭工作情况。

(3) 金属结构防腐及锈蚀情况。

(4) 电气控制设备、正常动力和备用电源工作情况。

8.2 巡视检查方法

检查的方法主要依靠目视、耳听、手摸、鼻嗅、脚踩等直观方法,可辅以锤、钎、量尺、放大镜、石蕊试纸、望远镜、照相机、摄像机等工器具进行;如有必要,可采用坑(槽)探挖、钻孔取样或孔内电视、注水或抽水试验,化学试剂、水下检查或水下电视摄像、超声波探测及锈蚀检测、材质化验或强度检测等特殊方法进行检查。

8.3 巡视检查报告编制

8.3.1 记录和整理

(1) 每次巡视检查应做好记录。如发现异常情况,除应详细记述时间、部位、险情和绘出草图外,必要时应测图、摄影或录像。

(2) 现场记录必须及时整理,还应将本次巡视检查结果与以往巡视检查结果进行比较分析,如有问题或异常现象,应立即进行复查,以保证记录的准确性。

8.3.2 报告

(1) 日常巡视检查中发现异常现象时,应立即采取应急措施,并上报主管部门。

(2) 年度巡视检查和特别巡视检查结束后,应提出简要报告,并对发现的问题及时采取应急措施,然后根据设计、施工、运行资料进行综合分析比较,写出详细报告,并立即报告主管部门。

(3) 年度巡视报告的内容包括:①检查日期;②本次检查的目的和任务;③检查组参加人员名单及其职务;④对规定项目的检查结果(包括文字记录、略图、素描和照片);⑤历次检查结果的对比、分析和判断;⑥不属于规定检查项目的异常情况发现、分析及判断;⑦必须加以说明的特殊问题;⑧检查结论(包括对某些检查结论的不一致意见);⑨检查组的建议;⑩检查组成员的签名。

9 工程安全监测自动化

9.1 监测自动化项目和内容的选择原则

水电工程在实施安全监测自动化时,必须进行技术论证。通常根据工程监测系统的总体设计按下列原则选择自动化监测的项目和内容:

- (1) 为监视工程安全运行设置的监测项目。
- (2) 需要进行高准确度、高频次监测而用人工观测难以胜任的监测项目。
- (3) 监测点所在部位的环境条件不允许或不可能用人工方式进行观测的监测项目。
- (4) 拟纳入自动化监测的项目已有成熟的、可供选用的监测设备。

9.2 监测自动化系统组成及网络布置形式

监测自动化系统一般由监测仪器、数据采集装置、通信装置、计算机及外部设备、自动化系统软件、信号及控制线路、通信及电源线路等组成,系统通常采用分布式监测系统网络拓扑结构为中心的辐射状结构,网络的中心为监测管理中心站,各辐射点为监测管理站。监测仪器的电缆线集中引至各监测站内的采集单元,通过通信电缆或无线通信与监测管理站内的计算机相连,监测自动化系统可设置一个监测管理中心站,监测管理中心站可设置在监测现场,也可设置在远离现场的地区。监测管理中心站应配备满足工程安全监测

所必需的计算机及相应的外部设备,通常应配置服务器、工作站、打印设备、存储设备、网络设备、电源设备(如不间断电源、隔离稳压电源)等,以及满足工程安全监测所必需的自动化系统软件。

网络布置形式通常分为集中式、分布式和混合式三种结构模式。

集中式自动化监测系统是布设在各处的传感器经集线箱(或切换装置)与监测站内采集装置相连,通过集线箱切换对传感器进行巡测或选测。集中式适用于仪器种类少、测量数量不多、布置相对集中和传输距离不远的中小型工程。

分布式自动化监测系统是一种分散采集、集中管理的结构,是将称为 MCU 的测控单元分布在传感器附近。而 MCU 具有模拟量测量、A/D 转换、数据自动存储和与上位机进行数据通信等功能。每个测控单元可看做是频率、脉冲、电压、电阻等某种测量信号的一个独立子系统,各个子系统采用集中控制,所有监测数据经总线输入上位计算机集中管理(见图 5.11-27)。

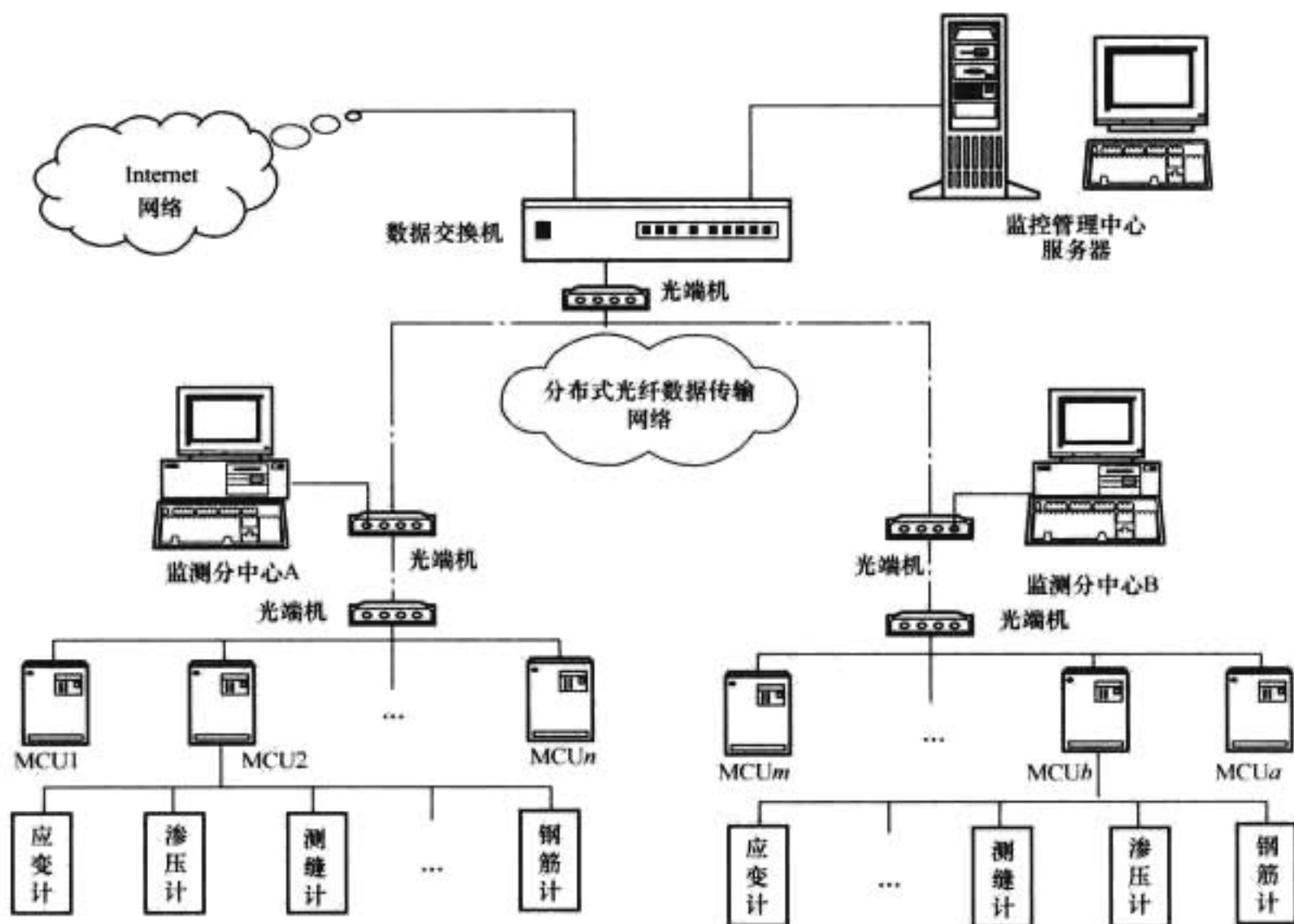


图 5.11-27 分布式光纤数据传输网络

混合式自动化监测系统是介于集中式和分布式之间的一种结构形式。

9.3 监测自动化系统功能要求

9.3.1 总体功能要求

- (1) 系统具备巡测和选测功能,系统数据采集方式可分为中央控制方式和自动控制方式。
- (2) 系统有显示功能,能显示建筑物及监测系统的总体布置、各监测子系统组成、过程曲线、报警状态显示窗口。
- (3) 系统有操作功能,能在监测管理站的计算机或监测管理中心站的计算机上实现监视操作、输入/输出、显示打印、报告现在测值状态、调用历史数据、评估系统运行状态;根据程序执行状况或系统工作状况给出相应的提示;修改系统配置、进行系统测试和系统维护。
- (4) 系统设备应具备掉电保护功能。在外部电源突然中断时,保证数据和参数不丢失。

(5) 系统具备数据通信功能,包括数据采集装置与监测管理站计算机之间的双向数据通信,以及监测管理站和监测管理中心站内部及其同系统外部的网络计算机之间的双向数据通信。

(6) 具有网络安全防护功能,确保网络的安全运行;具有多级用户管理功能,设置有多级用户权限、多级安全密码,对系统进行有效的安全管理。

(7) 系统具有自检功能,以便能为及时维修提供方便。

(8) 系统配备工程安全监测管理系统软件。该软件宜有在线监测、离线分析、数据库管理、安全管理等功能。应包含数据的人工/自动采集、测值的离线状态分析、图形报表制作等日常工程安全管理的基本内容。

(9) 除自动采集数据自动入库外,还应具有人工输入数据功能,能方便地输入数据功能,能方便地输入未实施自动化监测的测点或因系统故障而用人工补测的数据。

(10) 系统备有与便携式计算机或读数仪通信口的接口,

能够使用便携式计算机或读数仪采集监测数据,以便进行人工补测、比测或防止资料中断。

9.3.2 数据采集设备功能要求

数据采集设备应具备下列功能要求:

(1) 具有电源管理、电池供电和掉电保护功能。蓄电池供电时间不少于3天。

(2) 具有选测、按设定时间自动巡测和暂存数据功能。

(3) 具有同采集计算机进行通信的功能。

(4) 可接收采集计算机的命令设定、修改时钟和测控参数。

(5) 使用便携式计算机或读数仪实施现场测量,可用采集计算机、便携式计算机从数据采集装置中获取其暂存的测量数据。

(6) 具有一定的自检、自诊断功能,能自动检查各部位运行状态,将故障信息传输到管理计算机,以使用户维修。

(7) 通道数:标准配置宜为8~32个通道。

(8) 采样对象:可为电阻式、电容式、电感式、压阻式、振弦式、光电式、步进电动机测量装置、电位器式以及输出为电流、电压等带有变送器的监测仪器和其他测量装置。

(9) 测量方式:定时、单检、巡检、选测或任设测点群。

(10) 定时间隔:大于10min,可设置。

(11) 采样时间:小于等于30s/点。

(12) 适应工作环境:温度 $-10\sim+50^{\circ}\text{C}$ ($-20\sim+60^{\circ}\text{C}$ 可选),湿度不大于95%。

(13) 平均无故障时间(MTBF):6300h。

(14) 平均维修时间(MTTR):不大于2h。

(15) 防雷电感应:500~1500W。

(16) 数据存储容量:不小于50测次。

(17) 通信接口:宜采用RS-485或其他通信方式,提供软件接口(如控件、函数库、动态链接库等)或开放通用通信规约。

(18) 具有人工测量接口,以方便人工比测或在采集装置发生故障时人工测读数据。

9.3.3 网络通信协议及功能要求

自动化系统内部可采用EIA-RS-232C、EIA-RS-485/422-A、CANbus以及其他国际标准构建现场通信网络,基本系统之间及基本系统与监测管理中心站之间采用局域网连接;监测自动化系统应具备与系统外局域网或广域网连接的接口。

网络通信包括监测站之间和监测站与监测管理站之间的数据通信。监测站之间和监测站与监测管理站之间采用双绞线、光纤、电话线、无线连接,监测管理站与监测管理中心站的通信是计算机之间的通信,采用局域网或广域网络通信方式。

现场网络通信的功能要求:

(1) 系统通信方式为多层网络结构;

(2) 现场网络结构为主从结构或其他结构;

(3) 现场网络介质为双绞线、光纤、无线、电话线;

(4) 网络通信速率宜根据构建现场网络的通信方式,以通信稳定可靠为原则选定。

9.3.4 在线监控管理软件功能要求

(1) 具有可视化用户界面,能方便地修改系统设置、设备参数及运行方式;能根据实测数据反映的状态进行修改,选择监测的频次和监测对象。

(2) 具有对采集数据库进行管理的功能。

(3) 具有画面、报表编辑功能。

(4) 具有系统自检、自诊断功能,并实时打印自检、自诊断结果及运行中的异常情况,作为硬拷贝文档。

(5) 当配备调制解调器和程控线路时,能提供远程通信、辅助维护服务支持。

(6) 具有自动报警功能。

(7) 具有运行日志、故障日志记录功能。

9.3.5 离线分析系统功能要求

(1) 从监控主机请求数据。

(2) 实现与在线监控系统之间的数据自动转换接口。

(3) 输入及管理各类信息,包括仪器观测数据及各类检查(现场检查、定期检查等)的结果。

(4) 输出工程管理及资料的整理分析工作所需的各类图表。

(5) 对各类观测数据进行处理,包括误差处理及物理量转换(如徐变应力计算等)。

(6) 建立各类监控模型(单点或多点)及其他定量、定性标准,对监测量进行及时检查。

(7) 形成各种综合信息,为分析、决策人员提供判断大坝工作状态的依据。

9.4 现场安装调试

9.4.1 监测设备安装

(1) 监测系统设备安装及电缆布线整齐,监测设施考虑必要的防护措施。

(2) 监测设备支座及支架安装要牢固,确保与被测对象联成整体,支架必须进行防锈处理。

(3) 对接入自动化监测系统的监测仪器进行检查或比测。

9.4.2 系统调试

(1) 对每个自动化监测点进行快速连续测试,以检查测值的稳定性。

(2) 对有条件的监测项目及监测点,人工干预给予一定物理量变化,检查自动化测值是否出现相应变化。

(3) 逐项检查系统功能,以满足设计要求。

(4) 逐项检查监测仪器设备的安装方向,确保与规范规定一致。

(5) 对于更新改造工程,应对新老系统的测值关系和处理作出说明;

(6) 系统安装调试完成后,提供系统安装调试报告。

9.5 系统运行管理与维护

(1) 自动化系统的监测频次规定为:试运行期1次/天,常规监测不少于1次/周,非常时期可加密测次。

(2) 所有原始实测数必须全部入库。

(3) 监测数据至少每3个月作1次备份。

(4) 宜每半年对自动化系统的部分或全部测点进行1次人工比测。

(5) 运行单位应针对本工程特点制订监测自动化系统运行管理规程。

(6) 每3个月对主要自动化监测设施进行1次巡视检查,汛前进行1次全面检查。

(7) 每1个月校正1次系统时钟。

(8) 系统配置足够的备品备件。

为使自动化监测系统始终保持设备先进、状态良好、运

行可靠,系统的硬软件除定期检查和维修外,应根据设备的使用年限和运行状况进行定期更新。

10 监测资料整编分析

监测资料的整理分析是工程安全监测工作中必不可少的组成部分,也是满足诊断、预测和研究各个方面需求,进行安全监控、指导施工和改进设计的一个重要和关键性环节,在工程中的施工、运行等不同阶段都将发挥重要作用。

由于工程自身的特殊性和复杂性,在一般情况下,直接采用安全监测原始数据对建筑物安全稳定状态进行评估和分析是困难的。因此,为了实现工程安全监测的设计目的,一般需要结合工程的特点和安全监测的不同时期和要求,分别选用不同的手段和方法,进行监测资料分析、预报的各项工作。

10.1 监测资料分析目的和内容

10.1.1 认识规律

认识规律可以分为两个阶段:第一是观测资料的搜集;第二是观测资料的整理。

(1) 监测资料的搜集一般包括以下几部分:

- 1) 基本的监测数据记录、观测的环境说明,与观测同步的气象、水文等环境资料及水位等资料。
- 2) 监测仪器设备及安装的考证资料,例如考证表、电缆埋设、仪器参数、评定表和竣工图等。
- 3) 监测仪器附件的施工资料。
- 4) 现场观测巡视资料。
- 5) 监测工程有关的设计资料。
- 6) 设计、计算分析、模型试验、前期监测的成果报告、技术警戒值、安全判据及其他技术指标和文件等。
- 7) 有关的工程类比资料、规程规范及有关文件等。

(2) 原始监测资料的检验和误差分析:

1) 原始观测资料的可靠性检验:原始观测资料的可靠性检验一般包括以下内容:作业方法是否符合规定;观测仪器性能是否稳定、正常;各项测量数据物理意义是否合理,是否超过实际物理限值和仪器量程;是否符合一致性、相关性、连续性、对称性原则。

2) 误差分析和处理:原始观测资料的误差有以下几种:①过失误差,由观测人员工作疏忽造成的,这种可直接将其剔除,重新测读或再根据历史相邻资料进行补差;②偶然误差,由于不可控的相互独立的偶然因素作用而引起的,由于具备随机性,客观上难以避免,在整体上服从正态分布,可采用常规误差分析理论进行分析;③系统误差,由仪器结构和环境所造成的,其明显特征为观测资料向一个方向偏离,一般可通过校正仪器消除。

3) 粗差的判识和处理:粗差通常来自过失误差或偶然误差,粗差的关键在于识别,通常采用人工判断和统计分析两种方法进行识别。人工判断是通过与以往或相邻的观测数据比较,或通过所测数据的物理意义判断数据的合理性。人工判断还可以采用作图法来确定粗差点,例如使用包络线将监测物理量分解为各因变量如温度、时效、水压分效应等最大值之和,即可得监测物理量的包络线;统计分析法可采用“ 3σ ”法和统计回归法,超出规定的测值判断为粗差并利用插值或回归的方法计算结果代替此值。

(3) 监测物理量的计算:

1) 物理量的转换:合格的观测数据应转换成相应的物理量,计算公式可根据规范或厂家的产品说明书。

2) 基准值的确定:确定准确的基准值是监测工作的首要关键工作。基准值的确定一般包括:①以初始值为基准值;②取首次侧值为基准值;③以某次的观测值为基准值。

3) 初值丢失的再估算:一些监测量存在初值丢失问题,如洞室开挖顶拱的下陷和洞壁收敛位移,仪器在埋设的时候变形已经发生,这就是初值丢失,需根据计算、试验或工程类比法来确定初值的大小。

(4) 制表和绘图:通过报表可以把数据分类系统地组织在一起,便于阅读和比较。报表可分为定期和不定期两种。定期报表一般按照月、季和年提交。不定期报表一般在施工和运行的重要时期前后提交。

经常使用的报表包括监测仪器测点情况表、监测作业情况表和监测数据报表。另外还可以在表中提供有关影响数据,如温度、水位、荷载变化及地震情况等。

绘图可以直观反映测读物理量的变化情况,是数据分析的重要环节。一般需要绘制的曲线有过程线、分布线和相关线。他们之间表征物理量随时间的变化情况,物理量在空间(线、面和立体)的分布情况以及各物理量之间的相互关系。

(5) 监测数据的平差、光滑化、补差等处理:对监测数据的处理主要是对原始观测数据复件的处理,包括误差的修改,缺值的补差、平差、平滑和修匀等。处理工作不得直接对原始数据进行。每次处理必须做相应的记录,最后形成整编数据库,以满足后续作图、时序分析、统计分析等需要。主要的方法有平差、补差和修匀。

(6) 初步分析和异常值的判断:在监测资料的整理中,应根据所绘制图表和有关资料,及时进行初步分析。分析各监测量的变化规律和趋势,判断有无异常值。

10.1.2 分析原因

分析原因即对监测资料利用现有的各种手段进行分析,从发展过程和分布关系上发现特殊或异常的观测值,联系荷载条件和结构因素进行考查,了解其是否符合正常变化规律或是否在正常变化范围内,分析其原因并找出问题之所在。

资料分析是工程安全监测的重要部分。分析原因的过程,从途径上看所采用的方法有三种:物理方法、统计方法和综合方法。

观测分析方法从成果的形式看,还可以分为定性分析和定量分析两种。前者所得的认识较粗略,是分析的初级阶段,而后者则有数量的概念,认识前进了一步。但定性分析是定量分析的基础,对定量分析的质量好坏直接影响,因此也应给予足够的重视。

10.1.3 预测变化及反馈

由于监测资料分析工作的深入和安全评价的需要,监测资料分析正是从单纯的数据解释向预报发展,而正确的预报模型则来源于对观测数据的科学解释。

根据所掌握的规律,预测未来一定条件下测值的变化范围或取值;对于发现的问题,预计其发展趋势、变化速率和可能的后果。

工程安全的预报包括对稳定状态的评判和对危险状态的预测预报工作,目前采用的方法大致分为定性分析方法、自动报警法、各类警戒限法、数学物理模型分析方法。

监测资料的反馈不仅仅是信息的反馈,还有监控的含义,即根据安全监测信息资料指导对设计、施工和运行方案的修改和优化。

在施工期的监测反馈的基本思想就是新奥法倡导的监测设计法。它与传统设计方法的根本区别在于它不是先设计再施工,而是边设计边施工,通过施工过程的监测,调整修改

并最终认定设计方案和施工工序。这一思想是针对地下洞室等情况复杂多变、事先难以确定的实际情况提出来的,特别适用于常规方法难以解决的岩土工程设计的施工问题。

10.2 监测资料分析方法

10.2.1 物理方法

水工建筑物观测的对象如位移、应变、应力、渗压等,都是物理量。这些物理量和外界荷载(如水压力、温度等)以及坝体、坝基的几何尺寸、物理力学性能,如弹性模量、泊松比、导温系数、线膨胀系数、渗透系数等有关。通过物理理论如材料力学、结构力学、弹塑性理论、岩石力学、土力学、热传导理论、渗透流体力学等,可以建立起它们的关系式,求出在一定条件下坝的某种物理量的数值并和观测数据联系和对比,就能得出对观测值的分析意见,这叫做观测资料分析的物理方法。通常包括比较法、作图法、特征值统计法等。

10.2.1.1 比较法

通过对比分析,检查监测物理量值的大小及变化规律是否合理或建筑物的状态是否稳定的方法为比较法。通常的比较有监测值与技术警戒值相比较,监测物理量的比较,监测成果与理论或试验结果相比较等。

10.2.1.2 作图法

根据分析要求,作出相应的过程曲线图、相关图、分布图以及综合过程线图。从图中可以直观地了解和分析观测值的变化大小和规律、影响观测值的荷载因素和其对观测值的影响程度。

10.2.1.3 特征值统计法

借助对特征值的统计与比较,辨识监测物理量的变化规律是否合理并得出分析结论的方法称为特征值统计法。常用的特征值一般是监测物理量的最大最小值、变化趋势及变幅,地基变形趋于稳定所需要的时间,以及出现最大值和最小值的工况、部位和方向等。

物理方法从本质上探讨坝的结构反应和荷载的关系,概念明确,有物理理论根据。同时它能把建筑物的实际状况和设计要求联系起来,便于把一个工程的安全水平和通常采用的安全标准及其他坝的安全水平相比较。因此它是一种重要而基本的分析方法,在观测分析中得到了广泛的应用。但是由于地质条件和构筑物的复杂性,加之理论公式又是在一定的假设或简化条件下推导出来的,不一定和实际情况相符。因此物理方法作为观测分析的定性方法虽然很好,但用于定量分析就带有近似性。当考虑的边界条件复杂时,物理方法的计算往往十分繁琐,这也给它在观测分析中的使用带来了限制。

10.2.2 统计方法

大坝的各种测值,由于影响因素的复杂和存在难以避免的观测误差,具有某种不确定性,可以看做是随机变量。这种随机变量又具有其统计规律性,可以用随机类数学即概率论、数理统计、随机过程论等来加工处理。这种数学处理称为观测资料分析的统计方法。

在观测分析中,较常用的统计方法有回归分析、方差分析和时间系列分析。通过这些方法,可以对观测数据进行平滑、拟合和预报。可以得到描述其变化规律的经验方程式,可以知道哪些因素对测值有影响及影响程度如何,可以分析观测误差的大小等。总之,可以提供一些比较客观的定量的认识,建立起观测量和其他量之间的数学关系。由于这类方法很有实用价值,电子计算机技术的发展又为大规模统计计

算创造了有利条件,因此近年来获得了越来越多的应用。

统计回归分析是应用最多的一种数值计算分析方法,它主要可以分析研究各种监测数据于其他监测量、环境量、荷载量以及其他因素的相关关系,给出他们之间的定量相关表达式;对给出的相关关系表达式的可信度进行检验;判别影响监测数据各种相关因素的显著性,区分影响程度的主次和大小,利用所求得的相关表达式判断工程的安全稳定状态,确定安全监控指标,进行安全监控和安全预报,预测未来变化范围及可能测值等。常使用的统计回归分析法有多元回归、逐步回归和差值回归分析等。

单纯对数据作统计加工不考虑物理关系,往往会陷于表面性和片面性,得不到本质性的认识。因此,必须把统计分析和物理分析结合起来。通常是在对物理量之间的关系有定性认识的基础上,来选择统计方法、拟定数学模型、初步选择因子,然后用数理统计方法做计算加工,最后对得出的数学式和数据进行物理上的解释和分析,导出有用的结论。这类考虑了物理关系的方法仍以统计计算为主,所得成果仍属经验关系,因此还是把它归在“统计方法”类里面。

10.2.3 综合方法

把物理方法和统计方法紧密地、有机地结合为一体,就是综合方法。它兼有两种方法的优点而克服了各自的局限性,但实现的难度更大。

10.3 监测资料应用与反馈

(1) 安全监测的工程应用主要表现在安全预报和对施工设计运行的反馈两个方面。“反馈”不仅是信息的反馈,还有监控的含义,即根据安全监测信息资料,指导设计、施工运行方案的修改和优化。安全监测对施工设计和运行的反馈包括以下内容:

1) 总结经验,改进设计方法。从目前的工程安全监测,指导今后其他工程的设计和施工。

2) 前期知道后期。通过前期工程、试验段的监测,指导后期或全部工程的施工、设计和运行。

3) 施工过程监测反馈。在施工过程中进行安全监测,及时进行监测资料的分析,并立即反馈,优化设计,指导施工。

4) 运行期的监测监控。通过运行期安全监测和资料整理分析,对工程的安全稳定状态和实施方案进行分析评判,指导对实施方案的调整优化,对运行管理安全防护和维护加固措施的方案选择和效果检验等。

(2) 安全监测反馈分析的方法主要有三种:工程类比反馈分析法、监控量测反馈分析法和理论反馈分析法。

1) 工程类比反馈分析法:工程类比反馈分析法基本上是一种经验方法,但它是目前地下工程等许多工程中实际采用的反馈分析法。

2) 监控量测反馈分析法:直接采用安全监测资料,依据警戒界限法等基本方法,对岩土工程的安全稳定性进行评判,对支护加固措施的效果进行检验反馈分析的方法。

3) 理论验算反馈分析法:理论验算反馈分析法包括统计分析法和物理力学模型两种方法。在理论验算反馈分析中,统计分析法在工程中应用较少。主要是在地下工程方面,采用统计回归方法,确定二次支护的时机,以及与确定性分析成果结合,反算塑性区半径和工作面前丢失的位移等。物理力学模型分析法包括反分析和反馈正分析两部分。反分析是根据分阶段取得的监测资料,按照初选的物理力学模型,进行参数的反分析,求出设计施工所必需的而前期工

作难以明确给出的物理力学参数。反馈正分析是按照反分析确定的参数和物理力学模型,重新进行正分析。通过正分析方案的比选,进行设计施工运行方案的修改和优化,确定反馈分析的成果方案。

监测资料的反馈分析是传统资料整理分析的提高和发展,目前这方面的工作经验和成果都是不够充分的,必须进

行周密的设计,谨慎地选择制定技术路线、反馈方法和实施细则,并严格执行,才可能达到预期的效果。

监测资料的反馈一般要求在现场进行,反馈分析的速度和时间应满足工程施工的要求,只有这样才能使反馈分析得到的优化设计施工方案在工程时间中得以实现。



第12章 水电站通信系统

1 通信系统特点

通信系统不仅是水电站正常运行的可靠保障,也是电力系统对水电站进行电力调度的重要手段。水电站通信具有系统可靠性要求高、通信方式多样化、传输信息种类繁多等特点。

1.1 可靠性要求高

水电站通信系统要求在任何情况下均能畅通无阻、安全可靠。为此,水电站至电力系统调度部门之间,水电站至对端变电所之间及梯级调度所到各梯级电站之间,一般设置两种不同通信方式,以确保通信系统的可靠。

1.2 通信方式多样化

由于水电站通信包括电力系统通信、生产调度通信、行政管理通信等子系统,各个子系统之间不仅自成体系,而且又相互联系,因此根据各个子系统自身的特点、施工通信系统的现状及永久通信的要求、生产调度方式等采用不同的通信方式。

1.3 信息种类繁多

水电站通信系统是一个综合通信网络,根据各个子系统的特点,电力系统通信不仅为电站提供语音通信,还需为水电站至电力系统调度部门之间提供远动、线路保护、安稳等数据信息传输通道。水电站通信以语音通信为主,并为图像监控系统、火灾自动报警系统等提供传输通道。

1.4 适应各类接口

鉴于水电站通信方式多样化的特点,各个子系统大多具有SDH光纤、交换机等通信设备,电力系统通信还可能采用电力载波或数字微波等通信设备,站内还可能采用集群通信、无线接入、卫星等通信设备。因此系统内各子系统之间的接口及对相关专业接口相对较为复杂。常用通信中继接口有2Mbit/s、4线E&M、二线环路等,用户接口有64Mbit/s、V.35、V.24等。

1.5 设备布置相对集中

由于水电站通信需求容量不大,用户相对比较稳定,线路也不太长,大多采用直配方式,即从通信室到分线设备中间不经过任何交接设备而直接用电缆和明线连接。因此中小型水电站只有一个通信机房,大型水电站有两个或两个以上的通信机房,以实现不同分区的功能。

2 系统组成及方式

2.1 系统组成

水电站通信应包括水电站厂内通信、对外通信、防汛通信、水情自动测报系统通信、梯级水电站及水电站群的集中调度和集中管理通信及施工通信。当电站设有航运设施时,

还包括航运通信。

水电站厂内通信可包括厂内生产调度通信、厂内生产管理通信、厂内厂区及生活区综合通信线路网络、厂内其他信息传输通信。

对外通信包括与电力系统通信、与水利系统通信、与公用系统通信。与电力系统包括至主管部门、调度部门之间的生产管理和生产调度通信及系统调度自动化数据通信、水电站至出线对端变电所站或升压站之间的通信。与水利系统通信包括与上级防汛调度部门、水利主管部门之间的通信。与公用系统通信包括至当地电信局所之间的中继联络通信与有关单位部门之间的通信。

防汛通信可包括水电站施工期间的防汛通信、防汛指挥通信、抗洪抢险通信。

施工通信可包括工地内部的通信、工地对外的通信。

2.2 通信方式

水电站的通信方式可选择有线和无线通信方式。有线通信方式有光纤通信和电力线载波等。无线通信方式有微波中继、卫星、短波及超短波、移动通信等。

3 对外通信系统

水电站对外通信主要包括电站和水库调度与管理部门、电力系统调度管理部门、公用电信部门之间的通信链路的规划。

3.1 与水利系统的通信

水电站与水利系统各相关部门的通信业务主要是话音通信,通过行政电话与水利系统外部电话联系,以及利用行政电话完成传真和部分低速数据传输等业务。

一般多租用电力系统或公用网线路或电路的方式。

3.2 与电力系统的通信

电力系统通信主要是完成电站与电力系统主管部门、调度部门之间的生产管理和生产调度通信、调度自动化数据通信以及电站与出线对端变电所(站)或开关站之间的通信联系。一般多采用沿电力线开设OPGW光纤通信或电力载波方式。

3.3 与公用电信部门的通信

水电站与公用电信部门的通信主要是指电站交换机与电信公网交换机之间建立中继联络,以保证电站拨打国际国内长途电话。一般多采用架(埋)设光纤线路开设小容量光纤通信或微波通信、扩频通信等方式。

4 电站内部通信系统

4.1 内部调度通信

水电站(厂)内调度通信是保证电厂生产和安全可靠运行的一个重要手段和主要环节。利用电站内部调度通信系

统,值班人员可以随时了解电站内主要设备的运行状况;发生事故时,值班人员利用它指挥各部门迅速排除故障;设备检修时,利用它通报设备检修情况并协调各部门的配合工作。鉴于这些需求,内部调度通信系统的设置要求安全可靠,便于使用和维护。

水电站(厂)内调度通信系统一般选用生产调度总机作为主要调度通信手段。生产调度总机的选择应根据电站的生产特点选用程控数字用户交换机,并配置自动语音录音装置。

生产调度总机容量的选择,原则上根据水电站装机容量和机组台数,同时要考虑电站自动化调度对通信的特殊要求及枢纽内各类生产用建筑物布置等因素。调度交换机容量经以上各类因素综合比较后确定,并预留适当的余量。也可按照表 5.12-1 的规定选择。

表 5.12-1 内部生产调度总机容量选择

水电站总装机容量 (MW)	25~250	250~750	750 以上
生产调度总机容量 (门或线)	20~60	60~100	100 及以上

生产调度总机布置在中央控制室附近的通信机房内,电话调度台可与中央控制室内的调度台结合布置,调度台可采用按键式或液晶触摸屏。如调度台采用按键式操作面板,操作面板部分镶嵌在控制台的前沿台面上或者翻板上。如控制台带侧翼,也可将调度台布置在控制台侧翼。

水电站厂内行政交换机和生产调度总机的用户分配情况可见表 5.12-2。

表 5.12-2 用户分配表

序号	装设地点	行政电话	调度电话	备 注
1	中央控制室	✓	✓	
2	交接班室	✓		
3	载波机室	✓	✓	
4	程控交换机室	✓	✓	
5	通信设备维修试验室	✓		
6	电气试验室	✓	✓	
7	仪器仪表室	✓		
8	高压试验室	✓	✓	
9	化学试验室	✓		
10	继电保护盘室		✓	
11	计算机室		✓	
12	直流配电盘室		✓	
13	低压配电盘室		✓	
14	高压开关柜室	✓	✓	
15	主变压器间		✓	
16	发电机层	✓	✓	
17	电缆层		✓	
18	水轮机层	✓	✓	
19	蜗壳层		✓	
20	安装场(间)	✓		
21	母线廊道		✓	
22	蝶阀室		✓	
23	通风机室		✓	
24	水泵室		✓	
25	空压机室外间	✓	✓	

续表

序号	装设地点	行政电话	调度电话	备 注
26	励磁盘室		✓	
27	油处理室	✓		
28	出线洞		✓	
29	交通洞口	✓		
30	大坝廊道	✓		
31	船闸	✓	✓	
32	启闭机室		✓	
33	泄水闸	✓	✓	
34	调压井		✓	
35	警卫	✓		
36	党委办公室	✓		
37	厂长室	✓	✓	
38	总工程师室	✓	✓	
39	生产技术室	✓	✓	
40	各运行生产部门	✓	✓	
41	各电气调度部门	✓	✓	
42	机械分场各部门	✓	✓	
43	水工分场各部门	✓		
44	修配分场各部门	✓		
45	材料供应各部门	✓		
46	汽车班	✓		
47	资料室	✓		
48	人力资源部	✓		
49	财务部	✓		
50	厂办	✓		
51	团委	✓		
52	文书(打字)室	✓		
53	各行政部门	✓		
54	工会	✓		
55	医院(医务所)	✓		
56	传达室	✓		
57	厂领导宿舍	✓		
58	总工程师宿舍	✓	✓	
59	职工宿舍	✓		
60	招待所	✓		
61	礼堂	✓		
62	会议室	✓		
63	其他有关单位	✓		

4.2 内部行政通信

水电站的行政通信主要作为电站内部各行政管理部门之间以及电站与所在地区各有关单位之间的相互通信联系之用。

行政通信交换机的容量一般应根据电站的枢纽布置、电站的地理位置、装机容量、装机台数和电站行政管理机构编制情况、办公区的规模以及电站对内、对外联系的需要等因素来确定。同时兼顾枢纽和电站生活区、住宅区的通信需要。

厂内用户交换机的近期容量宜按调查用户数的120%~130%确定;远期容量可按发展规划及远期电话普及率指标确定。

对于小容量的水电站,可视情况将厂内生产调度通信与行政通信合并考虑。在电站内设置一套行政和调度功能合一的程控数字用户交换机即可,其行政、调度区用户及功能由程控交换机的软件设置来区分。该机应具有调度员优先呼叫用户和输入功能,以及各个用户的操作呼叫键和用户忙闲状态显示信号。

程控用户交换机的选型应符合下列规定:

(1) 应选用符合国家有关技术标准及入网许可证的定型产品;程控数字用户交换机应具有综合业务数字网ISDN(Integrate service digital network)的基本功能。

(2) 应符合《专用电话网进入公用电话网的进网条件》和通信行业关于程控用户交换机接入市话网的有关技术要求和规定。

(3) 应方便与水电站所在电力系统通信网的联网,便于运行、维护和管理。

(4) 应根据水电站的实际需要和发展,确定交换机所需要提供的一般和特殊功能,满足水电站生产管理和生产调度通信的要求。

(5) 大型水利枢纽和水电站的程控调度交换系统应具备完善的调度和组网功能,根据系统和工程实际需要也可配置汇接功能。系统主要部件全部采用主备用工作方式,控制部分采用双机双总线,网络采用双网双平面结构,具有高可靠性。交换系统应采用开放分布式结构和模块化设计,具有配置灵活、功能能灵活升级等特点,并具有较强的维护管理功能。

行政通信交换机与电站所在地区公网电信局之间,应建立中继线路进行通信联系,构建一条电站与外部通信的对外通信通道。行政通信交换机与厂内生产调度总机之间也可设中继联系。

4.3 有线通信线路

有线通信线路包括行政电话、厂内生产调度电话、系统调度电话至电站内相应程控交换机以及接至公用电信网的通信线路。

有线通信线路的设计应依据电站枢纽布置、通信用户的分布、通信设备的安装位置、地理条件、电站枢纽内电缆沟或电缆廊道规划等进行综合考虑。

电缆线路的敷设方式有架空、直埋、管道及沿电缆沟敷设等,采用何种敷设方式视具体情况经过比较而定。

4.3.1 路由选择

(1) 根据通信用户的分布情况、地形条件、分线设备的位置和进出线的方便,尽量选择路径较短的路由。

(2) 路由要求安全稳定,避免穿越临时设施和道路。与其他线路和管道交越或接近时,要符合电信部门有关的技术规定。

(3) 路由选择要考虑到施工及维护的方便。

(4) 电站内线路布置应整齐美观,并尽量采用暗敷方式。在电缆沟/电缆廊道里通信线缆可考虑与电气二次电缆结合布置。

4.3.2 电缆容量

电缆容量主要根据用户数量、预留的备用芯线(一般按15%~20%考虑),结合电缆的标称对数来确定。

4.3.3 传输设计

音频通信系统的传输衰减以800Hz的衰减值作为计算标准。全回路的传输衰减一般考虑以下四项:

(1) 线路衰减。

(2) 局内设备衰减。

(3) 线路复接衰减,按每公里52dB计算,复接线路总长不足1km时可以不计。

(4) 有长距离用户中继器时的附加衰减。

4.3.4 通信杆路

(1) 水电站一般通信维护人员较少,通信杆路路由选择应尽量考虑运输条件及施工、维护的方便。

(2) 与其他管线和建筑物交越或接近时,应按照相应规程规范保持一定的隔距。

(3) 要便于用户下线。

(4) 尽量避免穿越街道、铁路、公路、河流、高压输电线。一般不得穿越广场、厂房及工厂预留空地。

(5) 尽量避免与输电线平行或接近输电线;不可避免时应满足隔距要求。

(6) 通信线与电力线尽量各占公路的一侧。

4.3.5 通信管道

管道路由的选择应尽量取直,少穿越公路和铁路,避免将管道敷设在尚未沉实的土壤及流沙翻浆地段,以及有地下水侵蚀和化学腐蚀可能的地区。

管道一般由管子和人(手)孔组成。管道的埋深一般在0.8~1.2m,与其他管线交越或接近时要保持一定的隔距。管道的埋深、与其他管线隔距和人(手)孔的设置可参照国家及通信行业有关规程和规范。

管道材料有混凝土管、PVC管、硅芯管、水煤气管等。采用何种材料视具体情况和需要而定。

4.3.6 直埋电缆

直埋电缆路由的选择可参见通信管道线路的路由选择。直埋电缆一般采用钢带或钢丝铠装电缆。

直埋电缆与其他管线、公路、桥梁等交越时,应用管子保护,管子应伸出交越区域边沿1~2m。直埋电缆引上电杆或墙壁时,应用管子保护。

直埋电缆的埋深一般不小于0.7m,直埋电缆的埋设可参照国家及通信行业有关规程和规范。

4.3.7 电缆沟敷设

水电站枢纽内如规划有电缆沟,通信电缆可利用现有的电缆沟与低压电力电缆及操作控制电缆合并考虑。通信电缆尽量布置在低压电力电缆的另一侧,在设有支架的电缆沟中,通信电缆最好单放一层(最下层),如无条件可与信号、控制电缆合放一层。

5 航运通信

有些大中型水电站为满足航运需要,需布置船闸或升船机等通航建筑物。这些通航建筑物一般由交通航运部门进行运行和管理,因此需建立相应的通信系统满足通航建筑物内部的调度通信需要。如需要,通航建筑物与上级航运和交通部门也应建立通信传输通道,以满足通航管理部门与上级部门之间进行调度和通信的需要。

通航建筑物内部的通信系统主要采用行政和调度功能合一的程控交换系统。利用程控交换系统实现船闸或升船机等通航建筑物内各调度楼、控制室、变电所、启闭机房、水泵房或升船厢等通信用户之间的调度和行政通信需要。

有些水电站的通航建筑物需与上级交通航运部门建立通

信联系,可根据实际情况和地形特点在通航建筑物和相关交通运输部门之间设置光纤传输通信系统或无线通信系统。

通航建筑物内航运管理人员需对过往船只进行通航调度和通信联系,因此需在通航建筑物总调室或控制室配备船岸通信用甚高频无线电台供调度人员使用。

6 施工期通信

水电站施工期通信应包括施工工地内部通信和对外通信两部分。施工通信设备可考虑与永久通信设备结合配置。

6.1 施工内部通信

施工工地的内部通信包括施工调度指挥通信、生产管理通信和综合通信线路网络。施工调度指挥通信可选用程控调度总机。生产管理通信应选用数字程控用户交换机。调度总机和用户交换机的选型应符合水电站内部通信系统的设计要求。

6.2 施工对外通信

水电站施工工地的对外通信宜结合水电站系统通信方式统筹考虑,应优先选用光纤或数字微波通信。

生产管理通信用数字程控用户交换机宜与当地电信局的程控交换机建立中继联系,通过当地电信局沟通工地的对外通信。

7 梯级水电站及水电站群的通信

梯级水电站或水电站群之间在行政管理、水库调度、电力调度、水文气象及防洪等方面有着密切的联系,而且在梯级水电站或水电站群一般设有调度管理中心,对梯级水电站或水电站群进行集中调度和管理。调度管理中心和梯级水电站群之间有大量的语音、数据和图像需要进行交换和传输。因此需设置相应的梯级调度通信系统或水电站群通信系统作为调度信息交换和传输平台。

7.1 调度管理中心的通信

调度管理中心内通信系统主要选用具有综合业务数字网(ISDN)功能的程控数字用户交换机和程控调度总机。调度管理中心如设在其中一个地理位置比较重要的枢纽水电站内,则调度管理中心内的程控数字用户交换机和程控调度总机宜与所在水电站内的程控数字用户交换机和程控调度总机合用。

7.2 梯级水电站及水电站群的系统通信

根据调度管理的要求,应建立以梯级调度管理中心为中心的调度通信网。梯级调度通信网要求安全可靠、畅通无阻,因此调度管理中心至各水电站之间以及至上一级调度部门之间,应设置两种不同通信方式的通道,以确保调度通信的可靠。

8 综合网络管理

在一些大型水电枢纽,通信种类和设备较多,而通信专业维护人员又较少,因此应建立一套通信网综合监管系统对各类通信及配套设备进行实时监测和管理。

8.1 主要任务

(1) 集中实时地监测通信设备和电路的运行状况、告警情况及设备性能指标参数。

(2) 根据采集的信息分析故障原因,判断故障位置及故障性质,并及时排除故障,以确保通信电路的正常运行。

(3) 及时掌握通信网络的资源利用情况,将通信网络的各种数据(如设备和电路的原始及运行资料)整理入库,形成完整的资料档案,供整个通信网的日常管理之用。

(4) 确保通信站机房环境满足设备运行条件,保证通信设备正常运行。

8.2 设置原则

通信网综合监管系统是最近发展起来的一门新技术,各通信设备生产厂家自身的监管系统的通信协议和标准不尽相同,有关网管系统的国际标准也正在不断完善之中。因此,网管系统的设置应具有开放性和标准化、可扩展、自适应性、系统安全可靠、使用方便、操作简单、可维护、易于二次开发等特点。

8.3 基本功能

网管系统基本功能可分为配置管理、故障管理、性能管理、安全管理和综合管理等几方面。

8.3.1 配置管理

能有效地对通信网络拓扑、网络资源的调整和改变进行配置,如增加或删除网络中的物理设备、传输链路,网络拓扑图形的显示、演变。

8.3.2 故障管理

故障管理功能实现对通信网内设备各类告警的实时采集、综合处理、存储、故障分析,并以可闻、可视多种方式实时监视全网当前活跃告警,以各种组合条件对全网历史告警进行查询和统计分析,达到对全网故障的科学管理、对故障的及时掌握和排除。

8.3.3 性能管理

性能管理主要是对被管理的对象进行运行性能的监测,为系统的日常维护提供依据,在系统性能下降到告警范围之前,改善运行条件。

8.3.4 安全管理

网管系统的安全十分重要,既要防止非法用户的进入,又要防止计算机病毒的传染,因此,必须设置口令验证、操作权限、防火墙和自动回拨验证等功能,所有操作要有详细记录,并存入历史数据库。

8.3.5 综合管理

综合管理包括固定资产管理、资源管理、报表管理、计划管理、规程管理、资料文档管理,以及与 MIS 网接口等。

8.4 网络结构

通信网综合监管系统按分层原则来设置,一般分为网管中心站和本地监测站两层结构,区域较大、通信站点较多时,中间还可增设区域监管站。采用各类通信设备自身监管与综合网管系统统一监管相结合的方式进行维护、运行和管理,各通信设备监测数据先汇集到各厂家自己的管理系统,再集中到综合网管系统,统一进行监测和管理。网管系统的结构应满足开放系统互联 OSI 的要求。

各类监测数据通过工程专用通信网从各本地监测站传送到区域监管站和网管中心站,进行统一监测管理。

8.5 软件系统

网管系统所配备的软件系统主要包括:操作系统、数据库、应用软件和管理等软件。由于计算机软件系统更新发展

很快,应选用技术先进、性能可靠、功能强大的软件系统,编制灵活方便的人机界面。

9 光纤通信

光纤通信作为水电站内部或对外语音、数据或图像通信的一种传输平台和手段,已经应用得越来越普遍。光纤通信具有传输容量大、性能稳定、传输质量高、安全保密性强等优点。

9.1 传输体制

光纤通信技术发展十分迅猛,目前成熟的传输技术种类比较多,包括 WDM、SDH/MSTP、DXC、PDH、智能光网络(ASON)、RPR 等。

水电站枢纽内部及对外传输的通信业务有语音、数据和图像,因此选用的传输技术应具有综合业务传输能力。

其中具有综合业务传输平台(MSTP)的 SDH 光纤数字传输体制,其技术目前比较成熟,且比较适应于水电站专用通信网的网络和业务传输特点。因此水电站枢纽内部或对外的大容量光纤传输系统采用 SDH 数字同步传输体制,枢纽内部局部点对点的小容量光纤传输系统也可采用 PDH 数字传输体制。

9.2 传输容量选择

光纤通信系统的容量可按近期需传送的语音、数据和图像等业务量的带宽需求来确定,并适当留有余量。

9.3 保护方式

根据光纤通信线路在工程或水电站中所起的作用和所处的地位,经技术经济比较后确定是否必要或采用何种保护方式。

根据水电站枢纽通信节点的分布特点,如条件允许,光纤通信网络结构宜采用环型结构,这样可靠性更高。

重要的光纤通信线路,可设立备用系统,使系统具备自动保护切换功能。在主备用系统自动转换过程中应保证通信不中断,传输业务量不丢失。

9.4 设备配置

在光纤通信节点配置标准的机柜和分插复接设备,根据用户需求配置相应的电接口板,根据传输距离、速率、可靠性及经济性选择标称工作波长,并配置相应标准的光接口板。如有以太网数据传输要求,则还需配置数据网络通信板。另外根据工程需要配置 PCM(脉冲编码调制)设备与光纤分插复接设备相连,PCM(脉冲编码调制)设备提供各类低速数据接口和语音接口。

数字接口的比特率偏差、脉冲波形特性、码型、输入口与输出口规范等,应符合 GB7611 的规定。

9.5 公务电话

系统的终端站之间、终端站与中继站之间、中继站与中继站之间应有公务联络电话。公务联络信号应在光路中传输。

9.6 光纤传输网管

光纤通信系统可采用集中监控方式,在水电站枢纽中一个中心站设置光纤通信网管设备,光纤通信网管应具有遥测、监控整个网络所有传输及其他设备的功能。

9.7 通信光缆

光缆芯数可按中、远期业务量的需求,经技术经济比较后确定。

通信光缆可利用水电站枢纽内的电缆沟、电缆廊道敷设。在没有电缆沟、电缆廊道的线路,根据现场条件和地形特点,通信光缆敷设可采用管道、直埋或架空方式,电力系统通信还可采用地线复合方式,相应的通信光缆选用管道光缆、直埋光缆、架空光缆或 OPGW(地线复合光缆)。光缆线路需穿越江河、湖泊,无桥梁、隧道可利用时,可敷设水底光缆。

10 微波通信

微波通信是利用微波频段电磁波作为信息传输载体的一种通信方式,微波是指频率为 300MHz~300GHz,波长相当于 1m~1mm 范围内的电磁波。微波通信系统的设计主要包括微波通信系统路由、断面的设计,微波传输质量的设计,微波设备的选型等。

10.1 系统特点及组成

微波通信有通信频带宽,传输容量大,不易受大气及工业等外界干扰,传输质量高,工作稳定,抗灾能力强等显著特点。因此微波通信技术得到迅速发展,成为现代通信领域的重要通信方式。但随着近年光纤通信的发展,微波通信的容量难以有更大的突破,因此也限制了在新系统的应用。

微波通信系统由一系列微波站组成,各站按照功能不同,通常划分为终端站、中继站、主站、枢纽站等几种站型,每站的基本设置有天线塔、天线、馈线、发射机、接收机、复用设备、监控设备和供电设备等。

10.2 PDH 系统指标

10.2.1 数字通信网

数字通信网是指使用数字传输与交换,在两个或多个规定点之间提供数字连接、实现数字通信的数字节点和数字通道的集合。数字微波系统是数字通信网的数字通道之一,适用于传输数字电话业务和非电话业务。

在数字微波系统中,64kbit/s 的数字连接可由三个质量等级的假设参考数字通道即高级、中级和用户级假设参考数字微波通道组成,如图 5.12-1 所示:

10.2.2 假设参考通道

每个射频波道容量大于二次群的数字微波接力通信系统高级假设参考数字通道,其长度为 2500km;在高级假设参考数字通道每个传输方向上,包括 9 组标准系列等级的数字复用(复接和分接)设备;该通道包括 9 段等长的相同数字微波段。

高级假设参考数字通道的组成如图 5.12-2 所示。

10.2.3 误码性能指标

考虑到衰落、干扰及其他各种恶化因素的影响,数字微波高级假设参考数字通道 64kbit/s 输出端的误码性能指标应符合下列要求:①任何月份 0.4% 以上时间 1min 平均误比特率应不大于 1×10^{-6} ;②任何月份 0.054% 以上时间 1s 平均误比特率应不大于 1×10^{-3} ;③任何月份误比特秒的累积时间不大于全月的 0.32%。

考虑到衰落、干扰及其他各种恶化因素的影响,当实际数字微波通道长度 L 为 280~2500km 时,64kbit/s 输出端的误码性能指标应符合下列要求:①任何月份 $(L/2500) \times 0.04\%$

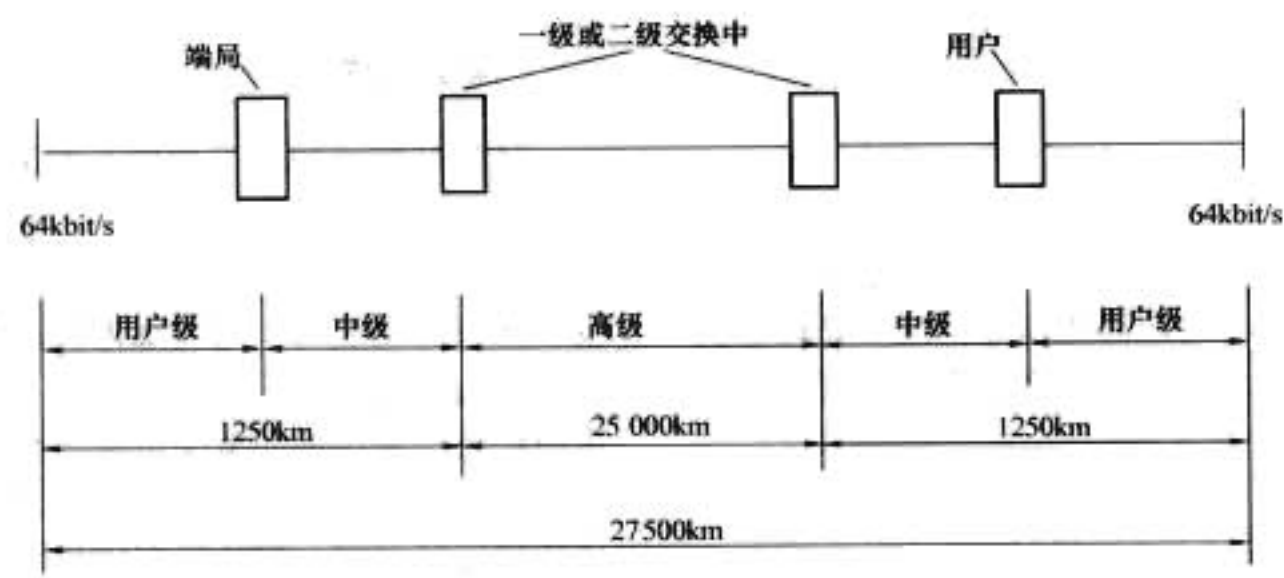


图 5.12-1 数字微波通道质量等级划分

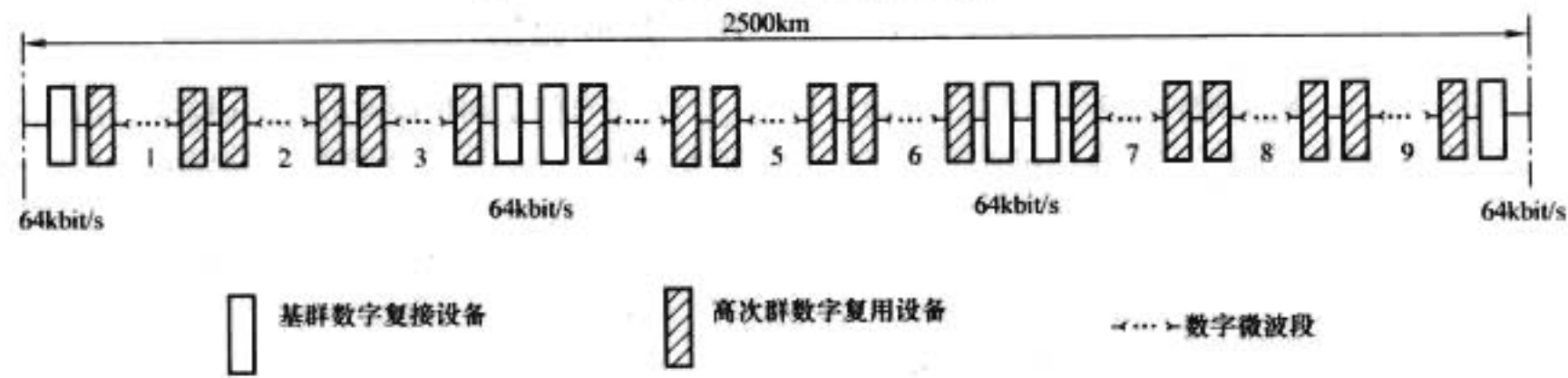


图 5.12-2 数字微波接力通信系统高级假设参考数字通道

以上时间 1min 平均误比特率不大于 1×10^{-6} ；②任何月份 $(L/2500) \times 0.054\%$ 以上时间 1s 平均误比特率不大于 1×10^{-3} ；③任何月份误比特秒的累积时间不大于 $(L/2500) \times 0.32\%$ 。

当 L 小于 280km 时，按 $L=280\text{km}$ 规定其误码性能指标。

当数字微波通信电路传输运动、计算机信息时，数字微波通信电路的误码性能指标按平均误比特率 1×10^{-3} 和 1×10^{-6} 执行。

当数字微波通信电路传输继电保护信息时，微波通信电

路的误码性能指标按 DL/T 5062 执行。

10.2.4 不可用性指标

高级假设参考数字微波通道（双向）的不可用性指标，在任何一年里应不大于 0.3%，其中由传播引起的占 1/3。

实际数字微波电路不可用性指标的细分原则，宜按电路长度作线性分配。

10.2.5 频率配置

不同容量系列数字微波接力系统的工作频段及频率配置见表 5.12-3。

表 5.12-3 数字微波中继系统射频波道配置

工作频段 (GHz)	占用频带 (MHz)	容量 (Mbit/s)	频带中心频率 f_0 或 f_r (MHz)	工作波道数	第 n 波道中心频率 f_n 和 f'_n (MHz)	波道序号 n
4	3400~3800	2×34.368	3952.0	6	$f_n = f_0 - 208 + 29n$	
	3800~4200	139.264	4003.5		$f'_n = f_0 + 5 + 29n$	
6	5925~6425	2×34.368	6175	8	$f_n = f_0 - 259 + 29.65n$	
	6430~7110	139.264	6770		$f'_n = f_0 - 7.41 + 29.65n$	
7	7125~7425	8.448	7275	20	$f_n = f_0 - 154 + 7n$	$n=1, 2, 3, \dots, 20$
	7425~7725	2×8.448	7575	10		$n=1, 3, 5, \dots, 19$
8	7725~8275	34.368	8000	8	$f_n = f_0 - 281.95 + 29.65n$	
		2×34.368				
	8200~8500	2.048	8350	12	$f_n = f_0 - 151.614 + 11.662n$	$n=1, 2, 3, \dots, 12$
		8.448				
	8500~8750	2×8.448	8629.5	6	$f'_n = f_0 + 11.662n$	$n=1, 3, 5, \dots, 11$
		34.368				
		2×34.368			$f_n = f_0 - 127.5 + 15n$	
		8.448			$f'_n = f_0 + 22.5 + 15n$	
		2×8.448				

续表

工作频段 (GHz)	占用频带 (MHz)	容量 (Mbit/s)	频带中心频率 f_0 或 f_r (MHz)	工作波 道数	第 n 波道中心频率 f_n 和 f'_n (MHz)	波道序号 n
11	10 700~11 700	8.448 34.368 2×34.368 139.264	11 200	12	$f_n = f_0 - 525 + 40n$ $f'_n = f_0 + 5 + 40n$	
13	12 750~13 250	2.048 8.448 2×8.448 2×8.448 34.368 2×34.368	12 996	16	$f_n = f_0 - 276.5 + 28n + 7m$ $f'_n = f_0 - 10.5 + 28n + 7m$	$n=1$ 或 2 $m=1, 2, 3, 4$
				8	$f_n = f_0 - 245 + 14n$ $f'_n = f_0 + 21 + 14n$	$n=1, 2, 3, \dots, 16$
					$f_n = f_0 - 259 + 28n$ $f'_n = f_0 + 7 + 28n$	$n=1, 2, 3, \dots, 8$
15	14 500~15 350	10 以下 2×8.448 34.368	11 701 (f_r)	30	$f_n = f_r + 2768.5 + 28n + 7m$ $f'_n = f_r + 3608.5 +$ $28(N-n) + 7m$	$n=1$ 或 15 $N=15$ $m=1, 2, 3, 4$
				15	$f_n = f_r + 2800 + 14n$ $f'_n = f_r + 3640 - 14(N-n)$	$n=1, 2, 3, \dots, N$ $N \leq 30$
					$f_n = f_r + 2876 + 28n$ $f'_n = f_r + 3626 - 28(N-n)$	$n=1, 2, 3, \dots, N$ $N \leq 15$
18	17 700~19 700	139.264 2×8.448 34.368 8.448 2×2.048 2.048	18 700	8	$f_n = f_0 - 1000 + 110n$ $f'_n = f_0 + 10 + 110n$	$n=1, 2, 3, \dots, 8$
				35	$f_n = f_0 - 1000 + 27.5n$ $f'_n = f_0 + 10 + 27.5n$	$n=1, 2, 3, \dots, 35$

注 f_n 、 f'_n 分别为下、上半频带第 n 个波道的中心频率, MHz; f_0 、 f_r 分别为工作频带的中心频率和参考频率, MHz; n 为波道序号。

10.3 SDH 系统指标

10.3.1 数字通信网和同步数字系列

数字通信网是指使用数字传输与交换,在两个或多个规定点之间提供数字连接,实现数字通信的数字节点和数字通道的集合。

同步数字系列是指一整套可以进行同步数字传输、复用和交叉连接的标准化数字传送结构等级,用于在物理传输网上传送经适配的净负荷。

在数字通信网中,基群及其以上恒定比特率的数字通道由包括 2 个终端国和最多 4 个中间国,每个中间国可具有 1 或 2 个国际接口局的假设参考通道组成,假设参考通道的端到端全长为 27 500km。

10.3.2 假设参考通道

用于传输基群及恒定比特率的 SDH 微波接力通信省际干线电路的假设参考电路长度为 5000km。

省际干线用于任何长途交换中心之间及长途交换中心与国际接口局之间,省内干线连接省内的长途交换中心。

10.3.3 差错性能指标

在考虑到系统内部的衰落、干扰及其他各种恶化因素的影响下,省际干线通道的差错性能指标,在每一个传输方向任何月份应不大于表 5.12-4 的规定值。

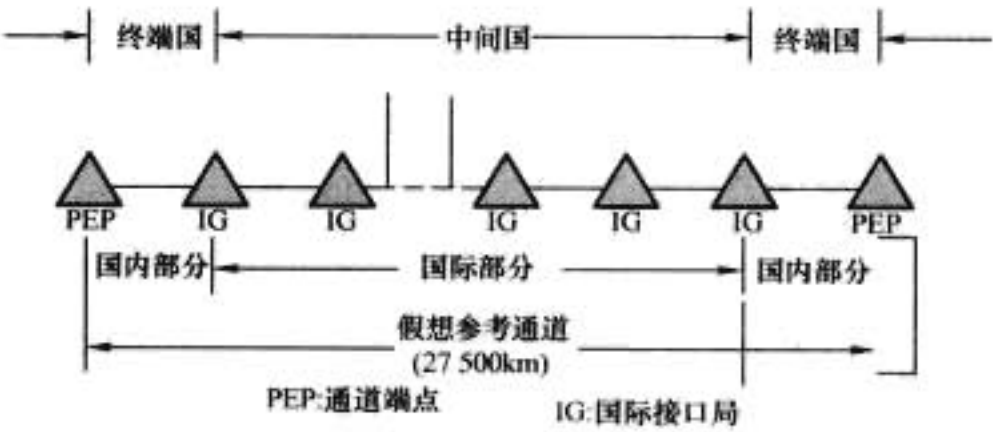


图 5.12-3 数字通信网假想参考通道

表 5.12-4 省际干线通道的差错性能指标

通道速率 (kbit/s)	1500~ 5000	15 000~ 55 000	55 000~ 160 000	160 000~ 3 500 000
比特数块	2000~ 8000	4000~ 20 000	6000~ 20 000	15 000~ 30 000
ESR	0.04A	0.075A	0.16A	待定
SESR	0.002A	0.002A	0.002A	0.002A
BBER	$2 \times 10^{-4}A$	$2 \times 10^{-4}A$	$2 \times 10^{-4}A$	$2 \times 10^{-4}A$

注 $A=6\% \times L/5000$, L 为实际电路长度。

在考虑到系统内部的衰落、干扰及其他各种恶化因素的影响下,省内干线通道的差错性能指标,在每一个传输方向

任何月份应不大于表 5.12-5 的规定值。

表 5.12-5 省内干线通道的差错性能指标

通道速率 (kbit/s)	1500~ 5000	15 000~ 55 000	55 000~ 160 000	160 000~ 3 500 000
比特数块	2000~ 8000	4000~ 20 000	6000~ 20 000	15 000~ 30 000
ESR	0.04B	0.075B	0.16B	待定
SESR	0.002B	0.002B	0.002B	0.002B
BBER	$2 \times 10^{-4}B$	$2 \times 10^{-4}B$	$2 \times 10^{-4}B$	$2 \times 10^{-4}B$

注 B=2.5%+1%×L/500, L 为实际电路长度。

实际通道的差错性能设计指标,对于省际干线和省内干线应分别根据上述两表规定值按实际通道长度成正比分配。

10.3.4 不可用性指标

长途假设参考数字通道的不可用性指标,在任何一年里每 500km 不应大于 0.06%,其中传播引起的占 1/3。实际电路的不可用性指标按电路长度作线性分配。

10.3.5 频率配置

频段的选择应根据系统传输容量、通信网络规划,并结合已建通信电路的现状和当地条件综合考虑。射频波道的极化配置原则上应尽可能降低系统可能出现的射频干扰。

SDH 微波接力通信系统的工作频段应符合 ITU-R 有关建议和 GB 13159 规定。SDH 微波接力通信系统的工作频段及波道配置见表 5.12-6。

表 5.12-6 用于 STM-1 及以上容量的射频波道配置

占用 频带 (MHz)	波道 带宽 (MHz)	频带 中心 f_0 或 f_r (MHz)	工作波 道数 (对)	第 n 波道中心频率 f_n 和 f'_n (MHz)	波道 序号 n
3400~ 3800	29	3952.0	6	$f_n=f_0-208+29n$ $f'_n=f_0+5+29n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 6$
3800~ 4200	29	4003.5	6	$f_n=f_0-208+29n$ $f'_n=f_0+5+29n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 6$
3600~ 4200	40	3900	7	$f_n=f_0-320+40n$ $f'_n=f_0+40n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 7$
4400~ 5000	40	4700	6	$f_n=f_0-310+40n$ $f'_n=f_0-10+40n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 6$
5925~ 6425	29.65	6175	8	$f_n=f_0-259.45+29.65n$ $f'_n=f_0-7.41+29.65n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 8$
6430~ 7110	40	6770	8	$f_n=f_0-350+40n$ $f'_n=f_0-10+40n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 8$
7125~ 7725	28	7275 7597	5	$f_n=f_0-182+28n$ $f'_n=f_0+14+28n$ $f_n=f_0-168+28n$ $f'_n=f_0+28n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 5$
7725~ 8275	29.65	8000	8	$f_n=f_0-281.95+29.65n$ $f'_n=f_0-29.37+29.65n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 8$
10 700~ 11 700	40	11 200	12	$f_n=f_0-525+40n$ $f'_n=f_0+5+40n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 12$
12 750~ 13 250	28	12 996	8	$f_n=f_0-259+28n$ $f'_n=f_0+7+28n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 8$
14 500 ~ 15 350	28	11 701 (f_r)	15	$f_n=f_r+2786+28n$ $f'_n=f_r+3626+28(N-n)$	$n=1, 2, 3,$ \dots, N $N \leq 15$

续表

占用 频带 (MHz)	波道 带宽 (MHz)	频带 中心 f_0 或 f_r (MHz)	工作波 道数 (对)	第 n 波道中心频率 f_n 和 f'_n (MHz)	波道 序号 n
17 700 ~ 19 700	110	18 700	6	$f_n=f_0-1000+110n$ $f'_n=f_0-10+110n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 6$
21 200 ~ 23 600	56	22 400	19	$f_n=f_0-1176+56n$ $f'_n=f_0+56+56n$	$n=1, 2, 3,$ $\dots, 19$

注 f_n 、 f'_n 分别为下、上半频带第 n 个波道的中心频率, MHz; f_0 、 f_r 分别为工作频带的中心频率和参考频率, MHz; n 为波道序号。

10.3.6 传输速率、波道带宽与调制方式关系

SDH 微波通信系统的传输速率与波道带宽和调制方式的关系见表 5.12-7。

表 5.12-7 传输速率与波道带宽、调制方式的关系

波道带宽 (MHz)	每波道容量	调制方式举例及说明
28/30	1×STM-1	64QAM, 128QAM
	(STM-1)×2	64QAM(CC), 128QAM(CC)
40	(STM-1)×2	32QAM(CC), 64QAM(CC)
	2×STM-1	512QAM
55	1×STM-1	16QAM, 32QAM
	(STM-1)×2	16QAM(CC), 32QAM(CC)
	2×STM-1	256QAM
110	1×STM-1	QPSK 或 4QAM
	2×STM-1	16QAM, 32QAM
	2×(STM-1)×2	16QAM(CC), 32QAM(CC)

注 CC 为同波道频率复用方式; 表中的调制方式也可 MLCM、TCM 等。

10.4 路由断面设计

10.4.1 断面及站距的选择

数字微波接力通信线路接力段的断面根据地形、气候等电波传播条件,可分为四种类型。A 型:断面由山地、城市建筑物或两者混合组成,中间无宽敞的河谷和湖泊;B 型:其断面由起伏不大的丘陵地带组成,中间无宽敞的河谷和湖泊;C 型:其断面由平地、水网较多的区域组成;D 型:大部分跨越水面或海面的线路。微波接力段的断面应尽量选择 A 型和 B 型,避免或尽量减少 C 型和 D 型。

数字微波接力通信线路的站距应根据所用设备的各项参数、所经地区的地形、气候条件、天线高度、电波传播及所采取的技术措施等因素来确定。站距较长或较短的接力段应采取技术措施,以保证接收机输入端的自由空间接收电平与标称接收电平值之差不超过 3dB。各接力段原则上都应满足差错性能指标要求,个别特殊段允许比指标稍差一些,但各个数字段及全电路的差错性能指标应满足规定要求,否则应考虑调整相应接力段的站距或采取其他技术措施。

10.4.2 余隙标准

数字微波接力通信线路的每一个接力段,在所考虑的等效地球半径系数 K 有一定的余隙值变化范围内,电波直射线与下方障碍物之间应有一定的余隙值。对于单一障碍物接

力段的余隙值 H ，宜满足表 5.12-8 的要求。

表 5.12-8 数字微波接力段余隙取值标准

障碍物类型	$K=K_{\min}$	$K=4/3$
刃型	$H \geq 0$	$H \geq H_0$
平滑地面及其他	$H \geq 0.5H_0$	$H_0 \sqrt{6m-5} \leq H \leq H_0 \sqrt{6m-1}$

注 1. K ——等效地球半径系数； K_{\min} ——0.1%所对应的统计 K 值； H_0 ——自由空间余隙。
2. $m=1, 2, 3 \dots$ 为干涉瓣号，在满足 $K=K_{\min}$ 余隙的条件下， m 应取尽可能的最小值，以尽量避免在 $K=4/3$ 时工作在高次干涉瓣。

多障碍物接力段的余隙值按 $K=K_{\min}$ 时，由障碍物引入的电波绕射损耗值不大于 10dB， $K=4/3$ 时，保证不衰落时的接收电平值不小于自由空间接收电平值的要求。

需采用空间分集接收的接力段，主天线路径余隙应满足表 5.12-8 的规定，分集天线路径余隙值应满足在 $K=K_{\min}$ 时，障碍物引入的绕射损耗不大于 15dB（适用于单障碍物或多障碍物）。

微波接力段电波射线除满足下方余隙要求外，其余各侧在 $d > 17.1D^2/\lambda$ 范围内的余隙值必须不小于 $\sqrt{3}h_0$ ，在 $d < 17.1D^2/\lambda$ 范围内的余隙值必须满足天线近区的净空要求。

10.4.3 线路分支、转角及越站干扰：

在二频制多段数字微波通信电路中，出现在一段上的同波道干扰，应满足有用信号与干扰信号之比不小于系统的允许值。因此，线路的转折角或分支角的大小，由系统允许的信号与背向和分支干扰比值决定。对于采用频率复用方式的系统，应合理安排波道，并且必须采用交叉极化干扰消除器，以减少同频干扰。

数字微波接力通信电路应成折线形，以减少越站干扰的影响。要求等效地球半径系数 $K=\infty$ 时，在一个接力段上接收机输入端信号对越站干扰信号之比不小于表 5.12-9 的值。根据地形情况还应进一步考虑二次以上的越站干扰的影响。

表 5.12-9 越站干扰允许的载干比

调试方式	微波制式		
	SDH		PDH
	门限载噪比 (C/N) 理论值 (dB)	允许的载干比 (C/N) (dB)	允许的载干比 (C/N) (dB)
2PSK			59
4PSK			62
8PSK			67
16QAM	18.4		69
32QAM	21.5		
64QAM	22.8	C/N+FME	76
128QAM	25.8		
512QAM	34.5		

注 FME 表示等效越站干扰衰落储备。

10.5 系统核算方法

主要对电路接收电平、平衰落中断率和选择性衰落中断率进行核算。目前，许多国家都总结出一套基本适合本国的参数。

10.5.1 平衰落中断率的计算

$$U_s = k_Q \cdot f^B \cdot d^C \times 10^{-F_m/10}$$

式中： U_s 为无空间分集中断率； k_Q 为地形气候因子； f 为中心频率，GHz； d 为站距，km； B 为频率因子； C 为路径长度因子； F_m 为平衰落储备，dB。

k_Q 、 B 、 C 取值见表 5.12-10。

表 5.12-10 GB 14617.3—1993 给定的 k_Q 、 B 、 C 值

断面类型	k_Q	B	C
A 型（高干燥山区）	1.072×10^{-4}	1	1.3
B 型（大陆温带及丘陵地区）	2.750×10^{-5}	1	1.8
C 型（沿海温带平原）	2.884×10^{-5}	1	2.2
D 型（跨海地区）	2.630×10^{-6}	1	3.2

频率分集的改善度：

$$I_{fd} = G \times \frac{\Delta f_{eq}}{f} \times 10^{M_f/10}$$

其中
$$\Delta f_{eq} = \frac{N}{\frac{N}{\Delta f} + \frac{N-1}{2\Delta f} + \dots + \frac{1}{N\Delta f}}$$

对于 $N=2, \Delta f_{eq} = \frac{4}{3} \Delta f$

式中： G 的取值为 0.25（对于 6、7GHz）； Δf 为相邻波道间的频率间隔。

10.5.2 选择性衰落中断率的计算

选择性衰落的计算方法比较多，一般参照厂家提供的方式计算，也可按下式计算

$$p_s = 4.3 \frac{W \cdot \tau_m^2}{\tau_0}$$

式中： p_s 为选择性衰落引起的中断率； τ_0 取 6.3ns，为测试时直射波和反射波之间的时延差； W 为特征曲线宽度，Hz； τ_m 为平均时延，s。

$$\tau_m = 0.7 \times 10^{-9} \left(\frac{d}{50} \right)^{1.5}$$

式中： d 为中继段站距，km； η 为选择性衰落发生因子，定义为选择性衰落发生的累积时间与总观察时间的比值。经验公式为

$$\eta = 1.44 \cdot p_0 [1 + 10^{1.8} p_0^{0.6} + 10^{0.318} p_0^2]^{-1/2}$$

式中： p_0 为多径衰落发生因子（瑞利衰落概率）， $p_0 = K \cdot Q \cdot f^B \cdot d^C$ ，参数同表 5.12-10。

10.6 设备选型及配置

微波设备选型时，应综合考虑频率利用率、调制方式及抗干扰、设备制造、经济性等因素。

微波传输设备主要有天线、馈线、微波收发信机、调制解调器、公务单元、监控等，对于高频段的微波设备，可选择室外机和室内机分开设置的机型。

频率配置可采用二频制和四频制，不论采用何种方式，都要满足干扰要求。为了提高频率的利用率，往往采用交叉极化，这时应配置极化分离器和交叉极化干扰抵消器。

11 电力线载波通信

电力线载波通信是利用高压输电线路作为传输载体，传递经过调制的高频信号的一种通信方式。电力线载波通信具有可靠性高、投资少、维护工作量小、技术成熟等优点，广泛用于电力系统。

水电站的电力线载波通信设计应根据整个电力系统通信

的规划设计或水电站接入电力系统管理部门的载波频率规划进行,主要验算载波通道的工作频率和最高使用频率,选择载波通信设备和通信机房布置等内容。

11.1 系统组成

电力载波通信主要由高频阻波器、耦合电容器(或电容式电压互感器)、结合滤波器和电力载波机组成。

11.1.1 线路阻波器

线路阻波器与电力线串联,连接在耦合电容器与电力线的连接点和变电所之间,或接在电力线的分支处,其作用是阻止高频载波信号向不需要的方向传送,用以构成高频载波通信和高频保护通道。线路阻波器主要由能通过全部线路电流的强流线圈、调谐元件和保护元件组成。强力线圈的电感值为 $0.2\sim 2\text{mH}$,线路阻波器的技术要求见GB7330。

衡量线路阻波器的主要参数有频带、连续电流、短路电流及阻抗等。

11.1.2 耦合电容器

耦合电容器连接在结合滤波器和电力线之间,具备承受高电压的性能。作用是将高频载波信号引入,把工频电流和高频载波信号分开。

耦合电容器的通频带宽度取决于耦合电容器的电容量,耦合电容器的容量按GB/T 14430—1993分为3300、3500、4500、5000、7500、10 000、15 000、20 000pF等。一般对于220kV以下线路选用10 000pF,220kV及以上线路选用5000pF。

11.1.3 结合设备

结合滤波器与耦合电容器一起组成带通滤波器,有效地传送高频载波信号,抑制带外干扰,使输电线路和高频电缆的阻抗匹配,并可保证人身和设备的安全,使耦合电容器泄漏的工频电流接地。

结合滤波器由接地刀闸、避雷器、调谐元件等组成。

11.1.4 高频电缆

高频电缆连接结合滤波器的次级端子和载波机,按照载波机输入端的不同阻抗要求,可选用不对称电缆(同轴电缆)和对称电缆。电缆的阻抗值,同轴电缆一般为 75Ω ,对称电缆一般为 150Ω 。我国主要采用同轴电缆。

11.1.5 电力载波机

电力线载波机是对用户的原始信号实现调制解调,并满足通信质量的要求。电力载波机按终端和信道采用的调制方式可分为模拟式数字式(化)和全数字式。

11.2 耦合方式

载波设备与电力线之间的耦合方式主要有相地耦合和相相耦合。

11.2.1 相地耦合

这种方式是将载波设备接在一根相导线和地之间,在每个耦合点上只需安装一套耦合电容器和一个阻波器。但其衰减相对相相耦合要大,特别是在耦合相发生接地故障时。这种方式在线路故障时不要求载波通道具有很高的可靠性的一般情况下采用。

11.2.2 相相耦合

这种方式是将载波设备接在两根相导线之间,可以用一个相相结合设备,也可以用两个相地结合设备。通常均以两个相地结合设备进行相相耦合,而将它们的匹配变量器的次级正确连接起来。相相耦合费用较高,但其优点突出,衰减低,线路故障特别是单相接地故障时,衰减变化小,可靠性

高,发送的干扰和接收的干扰较小等。

11.2.3 其他方式

此外,还可以采用线路间耦合、绝缘地线耦合、电力电缆耦合等。

11.3 通道及频率

目前,我国电力线载波通信使用的工作频率范围典型值为 $40\sim 500\text{kHz}$ 。具体频点根据电力系统的统一规划选择,也可以参照DL/T 5189 规程对线路通道衰减进行核算。

11.4 设备选型及配置

11.4.1 线路阻波器

线路阻波器选型应考虑额定持续电流及额定短时电流、阻带频率、阻塞阻抗等参数的要求。

线路阻波器的额定持续电流必须小于系统给定的阻波器串联的输电线路的最大工作电流,额定短时电流在规定的时间内流过主线圈不致引起热和机械损坏。

阻波器的阻带频率应能覆盖设计年限内该线路上可能并联的载波通道的全部工作频率。当一相上并联多个载波通道时,应选择展宽或宽带阻波器。

阻波器的阻塞阻抗应满足通道传输质量要求。一般,阻塞阻抗的电阻分量的最小值应不小于输电线路特性阻抗的 $\sqrt{2}$ 。

阻波器的其他要求应满足国家标准。

11.4.2 耦合电容器

耦合电容器主要根据其额定电容量、型式等选择。

耦合电容器额定电容应与结合滤波器的工作频带宽度要求相适应,一般应优先选择下列国家标准系列数值:3500、5000、7500、10 000、15 000、20 000pF。中性点直接接地输电线路的耦合电容器的额定电压,必须与连接的高压输电线路的相电压一致。

当只作高频载波信号耦合使用时,应选用耦合电容器;当一次系统要求兼作测量或其他用途时,应选用电容式电压互感器。

其他要求应满足国家标准。

11.4.3 结合滤波器

结合滤波器主要根据其耦合方式、工作频带、额定功率、标称阻抗及回波损耗、继电保护专用高频通道的特殊要求、其他要求等选择。

相地耦合方式采用相地耦合结合滤波器;相相耦合结合滤波器则采用两个结合滤波器和一个耦合变量器(或差接网络),耦合变量器一般设置在其中一个结合滤波器中。

工作频带是覆盖满足设计年限内可能并联的载波通道全部工作频率的宽度,结合滤波器的工作频带内的工作衰减不应大于2dB(用于继电保护专用通道时不应大于1.5dB)。

结合滤波器的包络峰值功率应不小于设计年限内可能通过结合滤波器的最大载波功率,其非线性失真和交调产物不超过规定值。

结合滤波器线路侧阻抗应与线路输入侧阻抗相匹配;设备侧的阻抗应与高频电缆的特性阻抗一致,一般为 75Ω (不平衡)。

在工作频带内,回波损耗不小于12dB(用于继电保护专用通道时不小于20dB)。

用于继电保护专用或复用的高频通道的结合滤波器,在设备侧应串有电容器,串接电容器的容量应满足国家电力调度中心调调[1998]112号文件的要求,具体为 $0.05\mu\text{F}$,交流耐压为2000V,1min。

其他要求应满足国家标准。

11.4.4 电力载波机

电力载波机的选择应满足通道频点(范围)和电力系统通信的要求,当电力载波机复用远动信号时,应选择远动盘;当电力载波机复用线路保护时,应选择相应的保护传输接口设备;当电力载波机需要连接多个用户或需要转接时,应选择自动交换盘。

12 卫星通信

卫星通信具有覆盖能力强、性能稳定可靠、不受地理条件限制、机动灵活、成本与通信距离无关等特点,水电站一般采用国内卫星组成的专用通信系统。

12.1 系统组成

卫星通信地球站型式可分为固定地球站及车载小型移动站等。标准的地球站主要由以下设备组成:

12.1.1 天馈线设备

通过天线、双工器及馈线,接收卫星发来的电磁波,送到接收设备;同时将发射机送来的射频信号变成定向(对卫星)辐射的电磁波。

12.1.2 发射设备

将已调制的中频信号变换为射频信号,并将功率放大至一定的电平,经馈线送到天线向卫星发射。

12.1.3 接收设备

使用低噪声微波前置放大器,将天线收集的来自卫星转发器的有用信号,经加工变换后送给解调器。

12.1.4 信道终端设备

将用户送来的消息加以处理,调制成适合通信体制要求的信号形式,在接收端则进行与发端相反的处理,使收到的信号恢复为原来的消息。

12.1.5 跟踪和伺服设备

经常对天线的方位和仰角进行校正,使其对准卫星。

12.1.6 电源系统

提供地球站全部设备所需电源。

12.2 地球站的设置

根据专用通信网卫星通信地球站的品质因素分为一~四类站等四个标准等级。专用通信网的中心站可按二类地球站设置,主要负责本系统的运行、操作和监测,并具有与三类和四类站进行电话、数据等业务的通信功能。

在大型水电站中除有特殊要求外,可按三类站设置,具有与其他地球站直通电话和其他非电话业务的性能。对特大型水电站可按二类站设置,具有与各类地球站进行电话、数据、传真及图像通信的功能。车载移动式地球站可按四类站设置,具有与各类地球站直通小容量电话业务的功能。

13 通信电源

水电站通信电源要求可靠,一般采用两回厂用交流电源供电,当其中一回供电消失后,另一回将立即自动投入,保证通信设备不间断地供电。由于直流电压的变动幅度和脉动值大小超过允许范围时将影响通话质量,因此要求通信电源稳定性高,并考虑到日后增加供电容量的可能。

13.1 系统主要特点

- (1) 系统整流模块可在一定范围内直接叠加扩容。
- (2) 具有多种自动保护功能及故障记录功能。

- (3) 整流模块可在线插拔,安装维护方便。
- (4) 监控系统采用全分散的控制技术。
- (5) 自动的蓄电池管理,提高电池寿命。
- (6) 采用三级防雷保护措施,工作稳定。
- (7) 电磁兼容性好,可和负载设备布置在同一机房。

13.2 系统组成

通信电源主要由交流配电、直流配电、整流设备及监控单元等组成。

13.2.1 交流配电

可由两路交流电源供电,两路电源主备工作方式,经切换送入系统,一部分提供给整流器,另一部分作为备用输出。

13.2.2 整流器

交流经配电单元送入整流器,整流器将交流进行交/直流变换后成为直流输出,并接于机架汇流母线后,集中送至直流配电单元。

13.2.3 蓄电池组

系统工作于浮充状态,蓄电池组的输入与整流器输出汇流排并联,以保证整流器无输出时,蓄电池组能向负载供电。

13.2.4 直流配电

直流配电完成直流的分配和蓄电池组的接入,整流器的输出经汇流排接入直流配电单元,配电单元为负载分配不同容量的输出。

13.2.5 监控单元

整流器内部具有独立的监控单元,完成对整流器参数的检测与控制、显示等。交流配电单元和直流配电共用一个监控单元,完成对配电单元参数的检测与控制。前台监控模块与交直流监控单元、整流器通过总线进行通信,接受键盘的操作等。

13.2.6 交/直流分配屏

在交流配电和直流配电单元输出端子数量难以满足负载需求情况下,单独采用交/直流分配屏。

13.3 系统配置

交流和直流配电设备的容量应根据通信设备所需的最大交流和直流负荷确定,整流设备应具有稳压稳流性能。

(1) 在通常情况下,采用一套高频开关通信电源带两组48V蓄电池,工作于浮充方式。

(2) 在小型水电站且停电时间较短的情况下,可采用一体化高频开关通信电源,即整流器、交直流配电与蓄电池布置在一个机柜内。

(3) 在大型水电站,可采用两套高频开关通信电源分别带一组48V蓄电池,两套电源共同对通信设备供电,由通信设备根据通信电源质量自动切换至质量高的高频开关通信电源供电。

(4) 在机房通信设备较多且采用两套高频开关通信电源的情况下,可单独设置通信用交流配电柜,并设置交/直流分配屏。

14 设备布置

通信布置要求,除应符合通信系统要求外,还应结合水电站枢纽总体布置、主副厂房的相对位置进行全面考虑。

(1) 应根据合理布置的原则确定机房及生产辅助用户的面积。

(2) 除应做到经济合理、运行安全外,还应考虑引入方

便、配线最短、地面的承载能力和便于维修等方面的因素。

(3) 通信机房的设计中,应根据通信设备及布线的要求预留沟道或竖井。

(4) 中小型水电站的通信一般集中布置在水电站副厂房。

(5) 对于大型水电站或通信枢纽站,通信设备数量较多时,可考虑在枢纽内设置单独的通信楼。

(6) 对于特大型电站,可采用多个通信机房布置各个功能区的通信设备。

15 仪器仪表

为保证通信电路畅通,通信设备安全可靠运行,应根据工程实际情况配备必要的仪器仪表。

15.1 厂内通信

厂内通信仪器仪表可按生产调度及行政管理通信的需要配置。

15.2 光纤通信

厂内光纤通信仪器仪表的配置可按终端站所需配置,当电站其他通信方式已配有可供光纤通信使用的仪器仪表时,不应重复配置。

15.3 载波通信

载波通信仪器仪表的配置应考虑水电站在系统中的作用、电站所在的地理位置等因素。对于远离城市、交通条件差的水电站,可根据实际情况提高配置标准。

15.4 微波通信

微波通信仪器仪表的配置应能满足站内主要设备的正常运行而进行必要的测试和故障处理的需要。不同性质微波站所需配备的仪器仪表一般不同。

15.5 卫星地球站、移动通信等

卫星地球站、移动通信等无线通信仪器仪表的配置可根据通信站的规模和类型分别配置,应满足调度和日常维护工作的需要。

16 三峡水利枢纽通信网络组网实例

三峡水利枢纽主要由三峡左岸电站、右岸电站及通航设施等组成,为了统一调度,在三峡左岸设置梯级调度大楼,兼作枢纽通信中心,并负责葛洲坝水电站的生产运行。三峡水利枢纽通信网由多种通信方式组成。

16.1.1 电力系统通信

16.1.1.1 光纤通信

三峡左岸电站采用两套 2.5Gbit/s 的 SDH 系统光纤设备,作为终端或分插复用站,分别开通至龙泉、万县和荆州变电所或换流站的通信通道。

右岸电站采用两套 2.5Gbit/s 的 SDH 系统光纤设备,作为分插复用站,分别开通至蔡家冲、宋家坝换流站的通信通道,并与三峡左岸电站的两套 SDH 系统光纤设备形成环形电路。

16.1.1.2 载波通信

由于三峡至万县的光纤通信无备用通道,在三峡至万县电力出线上开通了两回载波通道。

16.1.1.3 系统汇接

在三峡左岸和右岸电站分别设置一套 144 线的调度机,

作为电力系统的汇接总机。

16.1.2 枢纽内部通信

枢纽内部通信主要由传输系统、生产调度通信及行政管理通信组成。

16.1.2.1 传输系统

(1) 枢纽光纤通信。

枢纽 SDH 光纤环网由三峡左岸电站、三峡枢纽通信中心、西坝三峡总公司、葛洲坝二江电厂、葛洲坝大江电厂和葛洲坝大江 500kV 开关站和三峡右岸电站等七个通信节点组成,电路长度约 104km。系统采用 2.5Gbit/s 设备,工作于二纤单向通道环的保护方式。

在三峡枢纽通信中心至永久船闸和通航管理局之间开通 155Mbit/s 的 SDH 光纤通信传输通道,以满足航运通信的需要。

另外,在枢纽通信中心与三峡左、右岸电站之间采用通信电缆作为备用传输通道。

(2) 微波通信。

在枢纽通信中心—太阳包微波站—西坝三峡总公司之间开通 $4 \times 155\text{Mbit/s}$ 的 SDH 微波通信电路,电路长度约 35km,工作频率为 8GHz。

在枢纽通信中心—东岳庙微波站、西坝三峡总公司—东山三峡总公司和东岳庙微波站—三峡左岸电站之间开通 155Mbit/s 的 SDH 微波支线通信电路,电路长度约 5km,工作频率分别为 8GHz 和 13GHz。

(3) 一点多址通信。

在枢纽通信设置一点多址中心站,在太阳包微波站设置一点多址中继站,在三斗坪、太平溪、凤凰山、银杏沱及天柱山设置一点多址外围站,为水库内部分水文观测站提供传输通道。

16.1.2.2 生产调度通信

在三峡左岸电站设置一台 512 线的程控调度总机,担任左岸电站及电源电站的生产调度任务;在三峡右岸电站设置一台 512 线的程控调度总机,担任右岸电站及右岸地下电站的生产调度任务;在永久船闸设置一台 512 线调度与行政合二为一的程控交换机,兼作永久船闸及升船机的生产调度任务;在枢纽通信中心设置一台 256 线调度总机,并与上述调度总机组网,为梯级调度生产人员提供调度手段。

16.1.2.3 行政管理通信

在三峡左岸电站设置一台 5000 线的程控调度总机,担任左岸电站及电源电站的行政通信任务;在三峡右岸电站设置一台 5000 线的程控调度总机,担任右岸电站及右岸地下电站的行政通信任务;在永久船闸设置一台 512 线调度与行政合二为一的程控交换机,兼作永久船闸及升船机的行政通信任务;在枢纽通信中心设置一台 5000 线程控交换机,担任梯调、相关管理部门及生活小区的行政通信任务,上述交换机之间采用 2Mbit/s 接口组网。

16.1.2.4 其他

在枢纽通信中心及西坝三峡总公司分别设置一套通信楼综合定时供给系统 (BITS),其中基准源由全球卫星定位系统 GPS 提供,以便同步整个枢纽通信网络。

在三峡枢纽通信中心设置通信网监测及管理系统监控中心站设备,在西坝三峡总公司设置一套备用中心站设备,以监测管理系统内所有站点的通信设备。

参考文献

- [1] 李基成. 现代同步发电机励磁系统设计与应用. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [2] 陆继明, 毛承雄, 范澍, 王丹. 同步发电机微机励磁控制. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [3] 丁尔谋. 发电厂励磁调节. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [4] 黄俊, 王兆安. 电力电子变流技术, 第三版. 北京: 机械工业出版社, 1999.
- [5] 樊俊, 陈忠, 涂光瑜. 同步发电机半导体励磁原理及应用, 第二版. 北京: 水利电力出版社, 1991.
- [6] 竺士章. 发电机励磁系统试验. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [7] 周双喜, 李丹. 同步发电机数字式励磁调节器. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [8] 顺特电气有限公司. 树脂浇注干式变压器和电抗器. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [9] 朱玉良, 熊浩. 三峡左岸电站 ALSTOM 机组稳定性分析. 水电站机电技术, 2006, 6
- [10] 郑松远. 水电厂实施状态监测的关键技术. 见: 中国水力发电工程学会等编. 全国大中型水电厂技术协作网第二届年会论文集. 西安: 2005; 303~307
- [11] 郑松远. 基于系统集成的水电机组状态监测故障诊断系统. 见: 中国水力发电工程学会等编. 全国大中型水电厂技术协作网第二届年会论文集. 西安: 2005; 308~310
- [12] 郑松远. 基于 Internet 的水电机组远程诊断中心的开发与应用. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京: 中国电力出版社, 2006, 第 1 卷: 1010~1015
- [13] 冉毅川, 丁万钦. TN8000 状态监测系统在三峡左岸电站的应用. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京: 中国电力出版社, 2006, 第 1 卷: 964~970
- [14] 陈国庆. 三峡左岸电站 700MW 水轮发电机组运行分析与稳定措施. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京: 中国电力出版社, 2006, 第 1 卷: 131~135
- [15] 杨小松. 彭水水电站机组状态监测系统设计与规划. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京: 中国电力出版社, 2006, 第 1 卷: 1016~1021
- [16] Greg. Stone, 姜辉. 定子绕组局部放电活动与绝缘状况关系的分析. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京: 中国电力出版社, 2006, 第 1 卷: 55~60
- [17] 白亚民. 光学振动监测系统在发电机在线监测方面的应用与实践. 电力设备, 2003, 12
- [18] 任乐鸣, 李文清. 水电厂水轮机泄水锥脱落过程的数据分析. 浙江电力, 2005, 6
- [19] 冯文贵, 黄定奎. 设备状态监测技术应用及状态检修管理体制研究. 贵州水力发电, 2004, 2
- [20] 樊玉林, 郑松远. 水轮发电机组状态监测分析系统在十三陵抽水蓄能电厂的应用. 大电机技术, 2007, 1
- [21] 端润生. 可能影响三峡左岸机组运行可靠性的水力因素及对策. 见: 中国电机工程学会水电设备专业委员会等编. 第十五次中国水电设备学术讨论会论文集. 西宁: 青海人民出版社, 2004; 24~31
- [22] 张正松, 傅尚新等主编. 旋转机械振动监测及故障诊断. 第一版. 北京: 机械工业出版社, 1991.
- [23] 刘晓亭, 李维藩主编. 水力机组现场测试手册. 第一版. 北京: 水利电力出版社, 1993.
- [24] 马震岳, 董毓新. 水电站机组及厂房振动的研究与治理. 第一版. 北京: 中国水利水电出版社, 2004.



第6篇 水电站运行

主编单位：华中科技大学

主 编：周建中 张勇传

编写人员：周建中（华中科技大学）

张勇传（华中科技大学）

袁晓辉（华中科技大学）

李承军（华中科技大学）

杨俊杰（华中科技大学）

李清清（华中科技大学）

刘 力（华中科技大学）

宋利祥（华中科技大学）

杜 宽（华中科技大学）

杨 莉（华中科技大学）

数字图书馆
PDG

新刊 日本 經濟 叢書

4.

第1章 概述

1 水能资源的地位、作用和运行特点

1.1 水能资源的地位

1.1.1 水能资源的特点

水能资源指水电站生产电能所必需的一次能源,是河流和潮汐中所携带的天然水能(位能和动能),又称水力资源。它具有如下特点:

1.1.1.1 可再生能源

水能资源来自于太阳辐射能(也称为太阳能),是最重要的可再生清洁能源之一。地球表面以海洋为主体的水体,在太阳能的作用下,蒸发成水汽升到高空,在风力推动下,部分水汽被吹向大陆,在适当条件下凝结成水滴下降,经地面汇集补给河川径流,汇入海洋。这是一个以太阳能为动力的水文循环,周而复始,永不停息。河川径流是这一循环中的一个环节,因而天然河流的水资源逐年可以得到天然降水的补给而再生。年径流与水文气象情况相关联,具有大致以年为周期的丰水期、枯水期交替变化。以水文现象的循环作为年径流计算起讫时间的年度称为水文年度,划分方法有两种:其一,以补给河流水源自然转变的时间为水文年度的起始日期,转变指从专靠地下水源补给转变到地面水源增多;其二,选择与地面水文气象相适应的时间为起始日期,即指降水量极少,地面径流接近停止的日期。中国一般以3月1日作为水文年度的起始日期。

1.1.1.2 可调节能源

水能资源的调配调节是指人为有目的地改变河川天然径流,对其水量或水位采取在时间和空间上重新分配或控制的措施。河川天然径流量在年内各季节及年际间的分配规律与水利综合利用目标一般不符,地区分布也不平衡。人为利用水库按用水要求蓄丰补枯或控制水位,有时也利用水库滞蓄洪水减免下游洪灾,前者属于兴利调节,后者属于防洪调节。这是在某一周期内(如一年)使水量按时间需要重新分配。对水能资源在空间上有以下调配调节措施:人为利用泵站按用水要求从水量丰沛地区(或流域)提水往缺水地区输送,这是跨地区(流域)的调剂引水,如南水北调工程;有时利用水电站的引水建筑物穿越分水岭在邻近河流间形成水电站水头,这属于跨流域开发;或者利用水电站的进水建筑物,在上游两岸修建伸向相邻流域的集水渠以扩大所控制的流域面积,为水电站截取更多的地面径流,这属于集水网道式开发。

1.1.2 水能资源的地位

我国的水能资源非常丰富,无论是水能蕴藏量,还是可开发水能资源,均居世界首位。水能资源是我国最重要的可再生能源之一。勘测资料表明,我国理论水能资源蕴藏量为6.89亿kW;技术可开发装机容量为4.93亿kW,年发电量为2.26万亿kW·h;经济可开发装机容量为3.95亿kW,年发电量为1.74万亿kW·h。截止到2006年底,水电站的装机总容量为1.29亿kW,占全国电力总装机容量的20.74%;水电站的发电量为4167亿kW·h,占全国年发

电量的14.7%(数据来源于中国电力企业联合会的统计快报)。

我国目前已建水电站装机容量只占经济可开发装机容量的32.7%,远低于国际上发达国家平均60%以上的开发程度(其中美国水能资源已开发约82%,日本约84%,加拿大约65%)(数据来源于中国电力企业联合会的统计快报),因而水能能源还具有很大的开发潜力。水电的地位不提高,潜力则无从发挥。水力发电不仅运行灵活,不污染环境,还具有防洪、灌溉、航运、供水、旅游等综合效益。因此,从社会经济的持续发展和电力建设的长远规划考虑,应充分认识水能能源的重要性和战略性地位,迅速发挥水能能源的作用。

西部开发是实现我国社会经济持续发展的重大战略决策。作为西部开发战略的重大课题之一,发展水电,“西电东送”是实现我国电力资源优化配置的关键措施,是改善我国电力工业能源结构的核心内容。在西部开发中应不失时机地实施水电开发规划,把我国水电开发推上一个新台阶。

优先发展水电,既是各国家工业发展中的一条共同经验,也是我国能源建设的基本方针之一。能源发展“十一五”规划指出,“十一五”时期我国要在保护环境和做好移民工作的前提下积极开发水电,适度加快西南水电资源的勘探开发。因此,在保护生态环境的基础上,优先、有序发展水电是我国能源战略的必然选择。

就目前我国水电的开发状况和电力行业需求而言,水电的发展应该注重开发调节性能好、水能指标优越的大型水电站,参与大区域联网,同时重视抽水蓄能电站的建设。此外,为满足农村电力需求,还应积极开发小水电,发展农村水电企业。水电的发展应该得到政府政策上的大力支持,尤其是地方政府应该以整体利益为重,正确处理好地方利益与整体利益的矛盾。

1.2 水能资源的作用及影响

为合理开发利用水能资源,常需要修建一系列的水库和水电站。它们既是电力系统的主要动力单元,又是水利系统的重要组成部分,在水资源开发利用和电力生产中具有举足轻重的地位和重要的作用。此外,水能资源的开发和运行必定会对自然和社会环境产生一系列的影响。

1.2.1 水能资源在电力系统中的作用

随着社会的发展和人民生活水平的提高,电力成为人类物质生活和精神生活中不可缺少的一部分。从某种意义上说,电力已经成为国民经济发展的命脉。水电以其独特的优势,在电力系统中发挥着越来越重要的作用。

(1) 电量效益。我国主要的发电能源有火电、水电、核电。水电替代火电电能发挥其电量效益,对减缓目前电力供求矛盾和节约煤炭有重要作用。由表6.1-1、表6.1-2可知:近年来,水电装机容量占据份额为24%左右,发电量占据份额为16%左右。水电对改善我国电力能源结构有着重要的作用。有学者经过分析研究,认为在目前我国电网的电源结构和负荷特性情况下,从电网安全经济运行和供电可靠性

两方面的要求来看,最佳水电比重可能在30%左右。

表 6.1-1 2001~2005 年中国发电设备装机容量类别构成情况

年份 类别	2001	2002	2003	2004	2005
火电	25 301	26 555	28 977	32 490	38 413
水电	8301	8607	9490	10 826	11 652
核电	210	447	619	684	685

注 表中的数据均来源于国家统计局《中国统计年鉴》。

表 6.1-2 2001~2005 年中国发电量构成情况

年份 类别	2001	2002	2003	2004	2005
火电	11 767.5	13 273.8	15 803.6	17 955.9	20 473.4
水电	2774.3	2879.7	2836.8	3535.4	3970.2
核电	174.7	251.2	433.4	504.7	530.9

注 表中的数据均来源于国家统计局《中国统计年鉴》。

(2) 容量效益。水电在电力系统中承担调峰、调频和事故备用等任务,发挥其容量效益。水发电机组具有启停速度快、运行操作灵活、负荷调整迅速、出力可调幅度大等特点,其调峰、调频的优势是火电、核电无法替代的。水电站与火电站、核电站等相互补充,调剂余缺,使水能资源得到充分利用的同时保证火电、核电机组得以稳定运行,对保证电网的安全、稳定、经济和灵活运行起重要作用。

(3) 蓄能效益。抽水蓄能水电站具有在用电低谷时抽水蓄能备用的功能,可以把用电低谷时电网多余的电能以水势能的形式存储起来,在用电高峰时由抽水蓄能电站发电调峰。其调峰填谷作用相当于使电网用电低谷时的剩余电能转换为可再次利用的电能,同可再生能源一样再次使用。它在提高电网的经济性和稳定性方面起了重要作用。

1.2.2 水能资源在水资源系统中的作用及影响

水资源包括江、河、湖、海中的水流,地下潜流,以及沿海的港湾和潮汐等。水能资源是水资源的一部分,是人们从电力能源的角度对水资源的认识,为之兴建的大坝、水库等水工建筑工程称为水力发电工程。水库壅高水位不仅为水电站提供发电水头,还为航运加大库区水深,扩大水域,改善库区通航条件,提高通航能力;为灌溉和供水提高取水高程,扩大供水范围;为生产和旅游形成或扩大需要的水域面积和水质,改善水产养殖和旅游环境条件。水库库区形成许多库湾,生长多种水生植物和动物,成为人工湿地,为湿地动、植物提供生存条件,提高局部区域的生物多样性价值,增加水域的综合功能。此外,水库调节径流,在丰水期蓄水,转到枯水期利用,为发电、航运、供水、灌溉、生态需水等增大了枯水期的可利用水量,提高其供水保证率。水库还可以在洪水期削减洪峰流量,提高下游防洪标准,减少下游洪涝灾害。

水库还能实现洪水的资源化管理和利用。从资源的角度来考虑洪水,实现防洪效益与兴利效益的转换,即洪水的资源化及其管理和利用,将极大促进水资源的可持续利用。洪水具有水害、兴利的双重属性,洪水资源化的本质就是实现由灾害水向资源水和环境水的转化。由于通过防洪工程完全消除洪水灾害既不可能也不经济,防洪成为以一定防洪标准下的“风险选择”策略。从资源利用的角度,用工程措施和

非工程措施相协调的方法,在满足某防洪标准的前提下,对洪水资源进行科学的管理和利用,最大可能地把汛期不可利用的水体转换为可利用的水资源,真正实现“兼顾防洪、水资源合理利用和生态环境建设,坚持兴利除害结合”。洪水资源化管理和利用体现出不同于传统的抗洪和洪水控制的理念,是从资源的角度探讨防洪问题,反映了可持续发展背景下的防洪减灾和资源利用的新策略,同时注重洪水的自然属性与社会属性的结合,应用风险管理的理念,开展洪水资源风险管理。实现洪水资源化的途径有:

(1) 利用自然湖泊、洼地蓄滞洪水,它既具有改善生态环境、调蓄洪水的功效,又有供水、水产养殖和旅游等效益,与作农业用地相比,可产生更大的经济效益、社会效益和环境效益。

(2) 科学调度运用方式,挖掘水库调节功能,在充分论证的基础上,提高水库汛限水位或蓄洪水位,多蓄洪水。

(3) 加强工程措施,河道梯级开发,引蓄洪水。

(4) 修建海洋水库,可避免行洪期大量淡水直接入海,发挥海洋作为天然蓄水池的功能,最大限度的存蓄淡水资源。

然而,水库也会带来风险或灾难。如水库大坝失事(溃坝),大量水体突然释放而形成溃坝洪水,将对下游地区工农业生产、交通运输及人民生命财产造成灾难性的破坏,影响当地的正常生活,造成区域性灾害,且对影响区域的生态环境产生不良干扰。由于我国大部分水库大坝是在20世纪50~70年代建造的,由于当时的历史原因,相当一部分大坝未按一定的基本建设程序办事,存在防洪标准低、工程质量差和隐患多等问题,甚至成为病险水库,加之运行时间较久,大坝的老化和病害问题随着时间的推移越来越突出。据有关统计,我国大坝年均溃坝率高于世界平均水平,而且溃坝所造成的灾害也很大。另外,修建水库可能导致人造洪灾,即若不修建水库,河流在某标准洪水下不会导致洪灾,但水库的建成改变了河流的径流特性,水库防洪运行时,由于调度决策不当,在汛前未能及时腾出库容,导致汛期水库调蓄洪能力受限,也可能导致库区下游洪灾。

1.2.3 水能资源对自然和社会环境的影响

水能资源的开发与运行对周围地区自然和社会环境产生有利和不利的影 响。本节主要讨论水能资源的开发与运行所带来的不利影响。当然,水能资源是可再生的清洁能源,对环境有利影响是主要的,对环境的不利影响经过采取对策措施,大部分可以得到减轻或消除。

1.2.3.1 自然环境影响

水电开发对环境的不利影响主要体现在图 6.1-1 所示的诸方面。水库建成后,水位抬高,水面扩大,土地被淹,使原来的陆生生态系统变为水生生态系统;河道水流流速减缓,使天然河道随机的径流过程变为受工程影响的人为控制过程,从而引起河流水沙情势、水化学特性、水力学特性、泥沙冲淤规律、库岸稳定和区域热状况发生变化,如滑坡与水库诱发地震、水库水质发生富营养化现象、水生生物的生活繁衍习性不适及下泄低温水、泄洪冲刷及雾化破坏岸坡等;高坝水库泄水,尤其是表孔和中孔泄洪,易导致气体过饱和,对水生生物、鱼类产生不利影响;大坝阻隔了原有河道,改变河流的径流特性,影响河流生物的生存环境,从而改变生物群落的结构、组成、分布特征和生产力。若生存环境突然改变且超过生物的自我调节适用能力,物种将面临新的自然选择,大部分物种面临衰退、濒危和绝迹的威胁,从而影响到生物的多样性。

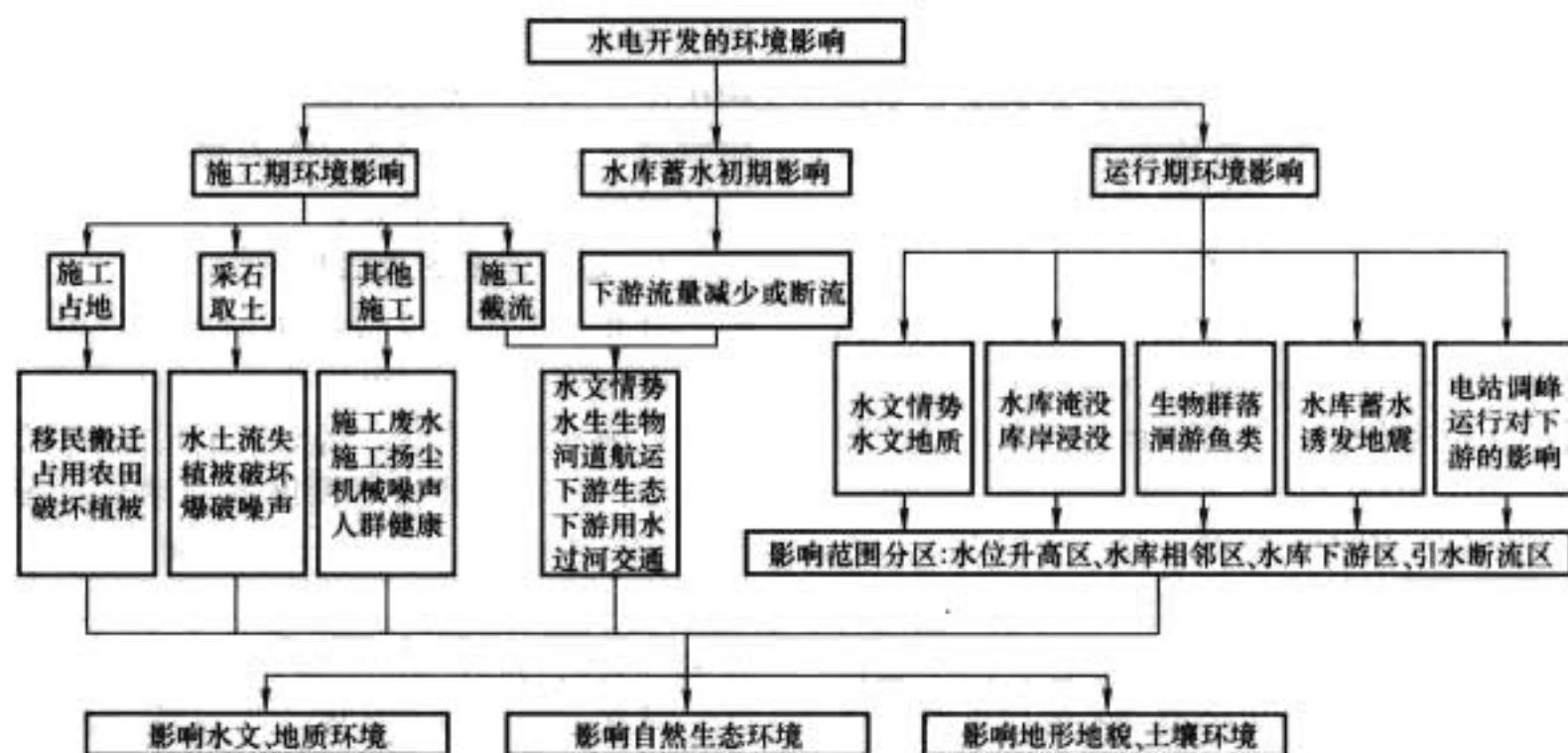


图 6.1-1 水电站及枢纽工程对环境的不利影响示意

可持续发展要求人们把人口、自然资源、生态环境、经济和社会联系在一起。将生态环境系统和社会经济系统耦合为一体，建立生态经济系统，从资源和科技的两重视角出发解决人类目前面临的生态失衡问题。生态水利是以流域生态环境建设为基础，运用工程、生物和管理等综合措施，科学防止水患，合理利用和保护水资源，在确保可持续发展的同时，最大限度地满足人民生活和生产的需求。其内容涵盖了生态水利规划、生态水利设计、生态水利建设和生态水利管理。生态水利的提出，体现了人类与生态环境协调发展的生态适应过程。因此，在水电运行过程中，需要改变传统观念，从单纯地追求经济利益最大化转变为坚持实施生态调度，使水电工程与生态系统和谐统一。

水库生态调度是以满足流域水资源调度和河流生态健康为目标、促进人水和谐为基本宗旨，统筹防洪、兴利与生态，在满足水库下游生态保护和库区水环境保护要求的基础上，利用水库有效调节水量，充分发挥水库的防洪、发电、灌溉、供水、航运、旅游等各项功能，使水库对下游生态和库区水环境造成的负面影响控制在可承受的范围内，并逐步修复生态与环境系统，促进河流复合生态系统朝着有利于生物演替的方向发展。针对流域河流生态系统的生态危机可以开展专项生态调度，如生态需水量调度，生态洪水调度，泥沙调度，水质调度，生态因子调度等。

1.2.3.2 社会环境影响

水能资源的开发和运行将吸引周围工业企业的建立和发展，促进当地资源开发及商业、服务业的发展，增加就业机会，对地区经济带来好处。但是，当需要修建高坝大库进行水能调节时，大面积区域淹没带来的库区居民迁移，电站建成后形成新的居民点等使地区人口分布和结构发生变化；水库蓄水可能浸没或直接淹没名胜风景、文物古迹；还可能增加介水传染病等的发病率，对人群健康产生影响。

库区人口的重新安置是水电开发中最具挑战性的社会影响，它将引起社会广泛关注当地文化、民族风俗有关的效应等。对受水库淹没而迁移的居民，特别是当地农民，应合理补偿其生活、生产设施，妥善解决其居住、生存问题，保证风俗文化的延续等。按照建设单位与有关各方制订的实施阶段移民安置规划设计，有计划、有组织地将库区居民迁至库外适宜的安置点，定居落户，在新的环境里重建生存基地和生活设施。水库移民属于非自愿移民，应受到社会的尊重和支援，移民的一切权益受到国家的保障。

水电开发的社会环境效应是多样的且因地而异。但如果在项目规划阶段的早期作出预测并用所要求的资源予以解

决，其负面影响就能够以一种对于当地人民是正面的方式得到解决。从社会的立场出发，水电项目的成败取决于提前将社会因素的考虑纳入项目设计之中。

建设水电站是人类开发利用水资源的的活动之一，这种开发建设活动对环境产生影响是必然的。只要在建设前认真进行环境影响评价和做好环保设计，就可以在认清建设水电站对环境的有利影响并加以充分开发利用的同时，采取工程措施，以减轻或消除不利影响。开发水能资源不仅可以取得巨大的经济效益，同时可以做到使环境向良性循环方向发展。

1.3 水电站的运行特点

利用天然水资源中的水能，通过水轮发电机组（水轮机、发电机）发电，这种发电方式称为水力发电，将水能资源转换为二次能源——电力。水电站则是为了实现该能量的连续转换而修建的水工建筑物及其所安装的水轮发电机组和附属设备的总体。水电站的运行特点取决于水能资源本身及其水电站的特点。

1.3.1 运行的经济性

水能资源是一种可再生清洁资源，可重复利用。水电站在建成投产后，其发电量的多少主要取决于来水径流的大小，而其运行管理费用基本上与发电量无关。与火电相比，水电设备运行、维修费用低，不用支付燃料费用（某些水电站可能需要支付水费，但其费用也远远低于燃料费用），故发电成本低廉。此外，水电站的能源利用率高，可达85%以上，而火电厂燃煤热能效率只有40%左右。因此，水能资源运行调度时，要尽量减少水库弃水，充分利用水能发电，以减少电力系统中火电站和核电站的发电量及相应的燃料消耗，从而提高电力系统供电的经济性。

1.3.2 运行的多目标性

水能资源和水资源是密切相关的，它们的利用和保护涉及国民经济许多部门和社会的诸多方面。水电站（水库）通常被纳入多目标开发中，除了发电要求外，还要求这些工程项目服务于人类其他部门的基本需求，如生态环境修复与保护、防洪、灌溉、供水、航运等。而各部门对河流水域的治理、对水资源及水能资源利用和保护的要求之间，以及这些要求与水资源和水能资源满足的有限可能性之间都有着种种联系和矛盾。同时，河流水系又是一个整体，水电站及其水库的上下游、左右岸相互关联，其运行调度的好坏，直接影响到各部门、各方面的安全和利益。因此，为了合理治理河流，利用和保护水能资源，各部门、各地区、上下游、左右岸都必须服从全局，着眼于获得最大整体效益，按多目标综

合治理、利用和保护的原则,妥善处理各方面的矛盾,协调相互的利害关系,分工协作,进行统一调度,做到“一库多用,一水多用”,获得最优的综合经济效益和社会效益。水电站的运行充分体现其目标的综合性与效益的整体性。

1.3.3 信息的不确定性和运行的风险性

影响水电站运行的很多因素都具有很大的不确定性,如河川径流、电力负荷、各部门的用水需求以及水电作为电力市场的竞争参与者的上网电价等,导致其运行具有多变性和不重复性。

首先,影响河川径流的降水、气温、源区冰川变化、太阳活动、下垫面变化以及人类活动(如温室效应,水土保持,森林绿化等)等因素具有很大的不确定性,并相互耦合,它们的作用机理十分复杂。河川径流的不确定性既表现于年际间,也表现于年内,而且常常在很大范围内变化。受当前科技水平的限制,人们不能作出精确的径流预报,尤其是长期径流预报。

其次,在电力生产过程中,电站各种设备(发电设备、辅助设备)的状况及电站运行人员的操作也不可能完全可靠,存在发生设备故障或操作失误的可能,这些将直接影响水电能源的运行。

再次,水电站运行及其互联电力市场构成的复杂系统交织着各种物质流与信息流的映射关系,这些作用关系相互耦合极为复杂,使人们描述其行为的精确性和有效性的能力下降。电力市场可以看成是一个不确定、不可完全预测的、过程依存的、演化着的非线性系统。各独立发电实体为争取效益最大化,在电力市场中相互博弈决策,其上网电价也具有一定的不确定性。

随着科学理论、技术的发展,一种关于确定性和不确定性的分析方法——混沌分析方法被引入水电站运行的研究中,包括基于混沌的径流预报、负荷预测、电价预测等。例如,有研究认为,由于用户开启电器后会用电一段时间(尽管开启、关闭电器是随机性的),即负荷是“有记忆(对历史依赖)的随机用电行为”,而不是独立随机行为。这种“有记忆的随机行为”常常表现出混沌性质。

水电站运行具有一定的风险性。径流的不确定性直接影响到水电站及其水库的发电量、供水量和运行调度方式。由于人们不可能进行非常准确的长期径流单值预报,因而也难以预先准确确定水电站及其水库的输出和运行方式,其运行要冒一定风险。

首先,对水电站发电来说,由于预报误差和调度不当,它在电力系统的正常运作就可能遭受破坏。水电站的不正常出力可能影响电力系统的稳定运行,给电力系统带来损失。此外,水电站还要承担违反市场合约而带来的经济损失。

其次,对水库防洪来说,虽然水库等水利工程提高了江河的防洪标准,减少了洪灾的几率,扩大了防洪保护的范 围,但同时也增加水库大坝溃决等的风险。导致水库防洪风险的不确定性因素是多方面的,有客观因素,也有主观因素。其主要因素包括面临洪水、泄流能力及调度实施等方面的不确定性。在当前气象预报水平条件下,其雨情预报仅能作为参考,对面临洪水未知或知之不确是实际洪水调度面临的最主要的不确定性因素。同时,在实时调度时,从收集水情、制订方案、上报领导决策,到下达操作命令和执行及通知下游做好防汛准备等一系列过程,占时较多,常使水库泄洪不及时,影响下一阶段的防洪工作。在反思这些问题时,人类意识到洪水是一种自然现象,以现有技术企图控制和消除洪水灾害是不可能的,洪水的风险只能在一定程度上减轻

或回避而不可能消除,防洪调度只是在某一防洪标准下的风险决策。因此,为使水库收益最大,损失最小,对其实施风险管理,尤其是防洪系统的风险管理,已经成为目前水资源领域内的一个研究热点。

1.3.4 运行调度的灵活机动性

首先,水库可以对河川径流进行调节。针对水电站来水、电力负荷、上网电价和其他用水等信息的不确定性并不可准确预测的特点,水电站及其水库设置了一系列专门测报、指挥、通信和控制调度的自动化系统(水情自动化系统)和技术设施,因而可根据不断变化的客观情况和信息,进行实时调度,同时,反馈实时调度的信息,使中长期运行计划和短期运行计划相协调。

其次,水电站及其他工程设备,如水轮机等动力设备,各种取、用、泄水建筑物及其闸门和启闭设备,具有启闭迅速、操作灵活、易于实现自动化的特点,能适应水电站及其水库发电和供水多变而需机动灵活调度的要求。针对这一特点,水电站设置了计算机监控系统,实现机组自动化,使水电站具有快速跟踪电力系统负荷变化的优点,利于在电力系统中承担调峰、调频、调相和事故备用的任务。水能调节主要是带来益处,但也存在着调节损失,这也是在制定优化运行方案时需要考虑的。

1.3.5 运行调度的复杂性和多学科性

水电站及其水库既是水利系统的重要组成部分,又是电力系统的重要组成部分。这两个系统以及二者组合成的水利电力系统,都是多目标、多层次、不断发展的,具有大量相互联系、相互作用单元和因素的开放复合大系统。系统中的预报和调度涉及大量具有高维、动态、多峰值、非线性、不连续、非凸性、不确定、带噪声等复杂特征的复杂优化问题。系统模型的建立依靠近似模拟处理手段,而且模型自身的高维高度非线性及系统庞杂的信息类型等决定了水电站及其水库运行调度问题的复杂性,调度中存在大量的非结构化(半结构化)决策问题。此外,水库群联合运行调度,是一个高维的自然系统和人工系统组成的复杂大系统,它具有整体性、分布性和分层性的特点,即调度需要注意系统内各成员的联系和协调,以全局的观点寻求整体效益最佳的决策;调度所需要的信息和知识在逻辑上和物理上都是分布的,对系统的控制也是分布的;各个水库在系统中的作用和地位存在差异,具有层次关系。故水库群系统是一个既相互独立(各水库具有一定的自治权),又需要相互协调的分层分布式控制系统。为达到系统整体最优,需要同时考虑其自治性和系统性。

由于水电站的运行具有高度的复杂性和不确定性,在研究工作中需要融合自然科学、工程技术、社会科学的诸多学科的研究成果,如系统优化理论、自动控制理论、现代数学方法和软件工程方法,还涉及水文气象、生态环境、工业、农业、经济、管理、电力、机电设备、通信、自动化等众多学科知识。首先,水库调度的无人值守,要求整个调度系统依靠自动运行的遥感遥测系统、计算机网络系统、优化调度决策支持系统以及设备自动控制系统实现信息采集自动化、信息传递自动化和设备控制自动化。其次,水库调度与最新的信息技术 GIS、GPS、RS 等结合,借助这些技术实现大面积水流快速实时模拟,对流域范围的洪水灾害进行监测和评估,再现水库水流系统与自然界的交互作用,为抗洪抢险以及灾后评估提供支持。再次,在信息化基础上实现调度决策的智能化,即水库调度不仅按照人们预先设置好的程序运行,而且具有一定的智能,调度管理系统类似于人类

专家的方式工作,具备处理特殊情况的能力。

2 水电站运行的任务、原则和内容

2.1 水电站运行的任务

为开发利用河流的水能资源,常在其下支流上修建一系列的水电站和水库。作为电力系统的主要动力单元及水利系统的重要组成部分,水电站及其水库在电力系统和水利系统中担任着重要的任务。

2.1.1 水电站运行在电力系统中的任务

水电站生产过程比较简单,运行操作灵活,所以在电力系统中,它除了可承担与其他类型电站一样的发电任务外,还适合担任下列任务。

2.1.1.1 担负调峰、调频任务

调峰是电力系统对高峰负荷的需求量迅速作出响应以满足系统功率平衡的一种运行方式。由于昼夜用电负荷的不均衡性,电力系统负荷曲线形成高峰及低谷,在高峰时,需要有机组解决高峰电力的需要,保证电力系统的供电质量。鉴于水力发电具有开停机简单迅速,增减负荷速度快等因素,水电调峰最为经济合适。随着火电厂和核电站比重进一步增加,电力系统供电负荷率越来越低,在负荷低谷时出现剩余电能,而高峰时又缺乏调峰电力。解决该问题的一个有效途径是建设抽水蓄能电站,使其担任调峰填谷任务。有研究认为,在以火电为主的电力系统中,需要建设占电力系统容量的10%~20%抽水蓄能电站与之匹配。

调频是电力系统为满足随时可能发生波动的负荷需求而调整出力,以保证系统频率在合格范围内的一种运行方式。水轮发电机组能根据电力系统频率的变化随时调节其有功功率,具有调整有功功率迅速、范围大的优点。因此,调频也是水电站运行的一项重要任务。一般说来,对于变化幅度不大的负荷,调频任务主要是由机组的调速装置来完成的;对于变化幅度较大,带有冲击性质的负荷,则需要有专门的电站或机组承担调频任务。担负调频任务的电站或机组称为调频电站或调频机组,水轮发电机组作为调频机组,必须具有水库库容大、水库来水丰富、机组容量大等条件。

2.1.1.2 担负系统的备用容量

具有一定备用容量,是电力系统进行频率调整和机组间负荷经济分配的前提。为保证供电可靠性和电能质量,系统的电源容量应大于发电负荷(包括网损和发电站自用电在内的系统总负荷)。此处的系统电源容量系指各电站预计可投入的机组可发功率的总和,它可能要小于所有机组额定容量的总和。而系统电源容量大于发电负荷的部分,即称为备用容量。

电力系统备用容量有热备用(旋转备用)和冷备用两种。前者是指运行中机组可发出的最大功率与发电负荷之差,后者则是指未运行机组可能发出的最大功率。

按用途的不同,电力系统备用容量可分为如下几种:

(1) 负荷备用容量。电力系统遇到冲击负荷时,为避免因容量不足而使频率降低值超出规定范围,影响供电质量和电力系统安全,电力系统中必须有一部分备用容量用于调整系统短时的负荷波动。这种备用容量称为负荷备用容量。在实际运行中,负荷备用的任务可以在不同电站间互相转移,但必须由正在运转的机组承担。由于水电站具有运行调度灵活、经济等优点,故具有调节性能的水电站适宜为系统提供负荷备用容量。靠近负荷中心、具有大水库、大机组的坝后式水电站应被首选为调频电站,担任电力系统负荷备用任

务。此外,由于水轮发电机组发电和调相的工况转换非常方便,所以必要时可将担负事故备用的机组或其他闲置机组作调相机运行,以便向系统提供无功功率,改善电压质量。

(2) 事故备用容量。用于代替系统中发生故障而被迫停机的机组的工作,以维持系统的正常供电,在电力系统中常需设置一定数量的备用容量,这部分备用容量称为事故备用容量。事故备用容量大部分由正在运行的机组承担,并分布在系统内的主要电站上,它不宜集中在少数电站,而且一个电站所分配的事故备用容量占装机容量的比重不宜过大。担任事故备用容量的水电站,水库中应有相应的事故备用容积来保证。调节性能良好和靠近负荷中心的大水电站担任较多的事故备用容量。

(3) 检修备用容量。检修分为计划性检修和事故性检修。事故性检修导致系统容量的不足,须由事故备用容量来补充。火电机组计划性检修的时间一般安排在丰水期,因为这时水电站的部分甚至全部重复容量转为工作容量,相应减少了火电机组的工作容量,火电机组就有可能空出来检修。水电机组计划性检修的时间一般安排在枯水期。一般水电站上空闲容量较多,不需要设置专门的检修备用,火电机组也是在有必要时才设置专门的检修备用。

2.1.2 水电站运行在水利系统中的任务

2.1.2.1 防洪

洪水灾害是我国经常遇到的自然灾害之一,它经常威胁着人们的生活、生产等活动。而且,随着经济的发展,洪水灾害造成的损失会越来越大。防洪是指防止河道洪水泛滥,免除或减轻洪水灾害而采取的对策、措施和方法。做好防洪工作,减少洪灾损失,将是我国水利系统的一项长期而艰巨的任务。

防洪措施分为两大类:一是工程防洪措施,二是非工程防洪措施。两类措施合理配置,相互协调,构成完整的防洪系统。水库作为防洪任务的工程措施之一,对保障人民生命财产和社会的安定发挥了重要作用。对于已建水库,水库防洪调度属于非工程防洪措施的范畴,其主要任务是制定并修改防洪调度计划和实时防洪调度。

随着水资源短缺问题的日益突出,人们开始从资源利用的角度来考虑防洪,即洪水的资源化及其利用。从实际出发,把防洪调度决策看成是在一定防洪标准基础上的风险决策。此时,防洪决策应该考虑防洪与兴利的关系,并利用风险分析方法,使水库在最低的风险下获得最大的收益。

2.1.2.2 发电

这里指水力发电,即采取一系列工程措施,将水流具有的位能、压能和动能转化为电能的过程。

水流的能量用来发电后,在自然界的循环中可获得再生,发电并不消耗水量,可以与防洪、灌溉、航运等多种兴利事业相结合,达到综合利用的目的。

2.1.2.3 灌溉

灌溉指借助蓄水、引水、提水、输水等工程措施从水源向农田补给水分,水源可以是河流、湖泊、水库、井泉等。灌溉遵循适时和适量的原则。我国大部分水库主要承担灌溉任务,特别是由地方管理的一般大中型水库多以农业灌溉为首要任务。

为了解决水源不足地区或流域的用水问题,结合蓄水措施,通过引水、提水和输水等工程,使地区或流域之间的水量进行调剂的工程,称为调水工程。如我国的南水北调工程就是从长江流域将一部分水量调剂到淮河、黄河和海河流域。

2.1.2.4 航运

航运指在水域范围内利用一定深度和宽度的连续适航水体,设置航运通道,组织水上运输。水库对航运有改善的一面:如水库上游形成一段深水航道有利于通航;下游由于水库调节了径流,减小了洪水流量及增大了枯水流量,从而改善了航运条件等。但是,水库也对通航造成了一些不利影响,如水电站进行日调节而造成下游水位大幅度波动及过小的下泄流量;水库库区面可能形成大浪,影响航运等。

在目前水库的实际运行中,以航运为主的调节运行方式(反调节水库除外)比较少,一般是把航运作为综合利用水利任务中的一项来与其他方面结合考虑,进行合理的兴利调度,充分发挥水库的综合利用效益。如果水电站进行日调节,对于水库下游航运,则应考虑水位的日变幅及小时变幅不大于要求值,以及最小下泄流量应大于通航要求最小值等。对于水库上游,则要使水库水位不要消落过快,并尽可能保持长时间的高水位;水库调度中控制泥沙,避免航道的淤积等。

2.1.2.5 供水

随着工业的发展和人民生活水平的提供,其用水量必将大大增加,而目前水源开始紧张,导致相当多的大中城市已经受到缺水的威胁。因此,工业及城市供水的任务必将变得越来越重要,有些过去未承担供水任务的水库现在也已增加了供水的任务。

供水系统的基本任务是,经济合理、安全可靠地供给城镇居民的生活、生产用水和用以保障人们生命财产的消防用水,并满足它们对水量、水质和水压的要求。由于供水系统的保证率要求很高,一般要求年保证率在95%以上,故有供水任务的水库需具有较好的调节性能。此外,水库要根据国家有关部门的规定,控制进入水库的污染源,并控制泥沙,保证所供水体的水质。

2.1.2.6 水资源优化配置

水资源优化配置是指在特定的水资源系统内,遵循高效性、公平性、系统性和可持续性原则,通过工程与非工程措施,考虑市场经济的规律和资源配置准则,采取除害与兴利、水量与水质、开源与节流相结合的方法,将多种可利用水源和可利用水环境容量在区域间和各用水部门间进行最优化的调配,实现水资源系统的整体效益最大。

水资源合理配置可分为以下两大层次:

一是从宏观上讲,对洪涝灾害、干旱缺水、水环境恶化等问题进行统筹规划、综合治理,做到除害兴利结合,防洪抗旱并举,开源节流并重,并妥善处理河道上下游及左右岸、干支流、城市与乡村、流域与区域、开发与保护、建设与管理、近期与远期等各方面的关系。

二是从微观上讲,包含三方面含义:①供水方面的配置,主要指对地表水、地下水、大气水、土壤水等水源供水进行合理配置;②用水方面的配置,主要指对生活、工业、农业及生态环境等部门需水进行合理配置;③供水体系方面,考虑时间、空间的变化,对各种水源和各类用水部门形成的庞大复杂供用水体系进行合理调配。

具体来讲,水资源优化配置就是要解决我国目前所面临的“水多(洪涝灾害)、水少(干旱缺水)、水脏(水环境污染)”问题。跨流域调水工程(如南水北调工程)及蓄水工程在空间和时间上对水量的合理调配调节,是水资源优化配置的基础,可以缓解水资源短缺和减免洪涝灾害,实现水量与水质联合调度,使水量和水质之间协调统一,解决水环境污染问题,水资源得以持续利用。

2.1.2.7 改善流域环境

水资源是基础性自然资源,是生态与环境的控制性要素。水利水电工程不但在防洪、供水、发电等方面作用巨大,而且在改善江河湖泊流域的生态系统方面也是大有作为的,流域生态系统的改善对流域的经济社会的可持续发展作用更大。但是,我国水利水电工程传统的调度方式主要是考虑社会经济开发(防洪、供水、发电等),生态环境方面考虑不多。随着流域环境质量的重要性日益突出,国内学者就水电站对生态环境的修复与保护开展了一系列的研究工作,如河流的生态功能、水利工程生态效应、水利工程的生态补偿、湖泊水库调度效果及优化等方面。因此,改善流域环境应该成为水电站运行的重要任务之一。

水电站运行应坚持生态调度原则,即在满足人类基本需求的前提下,以流域的生态需水为基本依据,安排水库的泄流时间、泄流量和泄流历时,并使生活、生态、生产用水相协调,经济发展和流域环境保护相协调,实现人与水的和谐发展。

2.2 水电站运行的原则

水电站运行调度的基本原则是,在首先确保工程本身安全的前提下,分清发电与防洪及其他综合利用任务之间的主次关系,统一调度,使水库综合效益尽可能最大;当工程安全与满足供电、上下游防洪及其他用水要求发生矛盾时,应当首先考虑工程安全;当供电的可靠性与经济性发生矛盾时,应当首先满足可靠性要求。

2.2.1 安全性原则

水电站运行的安全性原则应该包括水工建筑物的安全、电力系统的安全、防洪控制区的安全和生态安全。

2.2.1.1 水工建筑物的安全

水工建筑物主要包括水库大坝、泄水建筑物和引水建筑物,是为控制和调节水流,防治水害,开发利用水资源的建筑物,是实现各项水利水电工程目标的重要组成部分。由于其设计和运行受自然条件限制多,工作条件复杂,并且在水电站安全运行中十分重要,所以需要在水工建筑物实施安全监控与管理,确保其安全运行。保证大坝等水工建筑物的安全是水库运行的前提,其安全标准均有相关的规定,如我国大坝安全管理规章有《水库大坝安全管理条例》、《水电站大坝安全管理办法》、《水电站大坝安全检查施行细则》、《水电站大坝安全监测工作管理规定》。

2.2.1.2 电力系统的安全

水电站以其独特的优势,在电力系统中承担调峰、调频和备用等任务。它对电力系统的安全稳定运行起着重要的作用。从长期运行来看,电力系统对水电站运行有保证出力的要求。水电站保证出力指水电站在长期运行中符合设计保证率要求的一定时段内(通常指供水期)的平均出力(实质上,保证出力应理解为保证电量,即径流调节给予保证的水电一次能源可提供的电量)。因此,水电站应该保证一定的水量和水头以满足保证出力的要求。在不利水文条件下,水电站被迫降低出力,减产电量,从而影响电力系统的安全稳定运行。从短期(或实时)运行来看,水电站要保证电能生产、输送过程的安全,如水轮发电机组等发电设备及其辅助设备的安全、开关站运行的安全等。

2.2.1.3 防洪控制区的安全

对于有防洪任务的上下游、左右岸等区域,水库防洪运行时必须充分利用防洪库容拦蓄洪水、消减洪峰,最大限度地保证防洪控制区的安全,减免洪水灾害。即通过水库防洪

预报调度,在洪水到达之前,利用卫星、雷达和计算机,把遥测收集到的水文气象数据传递到调度中心进行处理;进行准确的洪水预报,预报出洪量、洪峰大小与时间、洪水历时、关键站最高水文等洪水特征;密切配合其他防洪工程,参考雨情、水情、工况,优选决策者与分析者满意的泄流方案,实施水库洪水调度方案;预报下游的险情并及时向洪泛区发布警报,以便下游及时组织撤离、抢救,以减少洪灾损失。

2.2.1.4 流域生态安全

水不仅是一种资源,同时也是流域生态和环境的重要组成部分。流域生态安全要求在水资源合理开发利用的前提下,使水体保持一定的水量、安全的水质条件以维护其正常的生态系统和生态功能,保障水生生物的有效生存,流域周围环境处于良好状态,使水生态与环境系统功能可持续正常发挥。

水电站运行调度是关系到全流域,尤其是坝下区域生态安全的重要事件,不同的运行方式将对流域生态系统安全产生不同的影响。水利水电工程不能单纯地追求经济利益的最大化,必须与生态系统和谐统一,把维护河流健康和永续利用作为目标之一;水库调度不但要使水库对河流生态系统不利的影响降到最小,而且要在水库运行中建立水库生态库容和生态蓄水位;利用水库的调蓄能力,采用生态调度措施使河流流量落在适宜生态径流区间,避免小于最小生态径流量或枯季大于最大生态径流量的不利情况的发生;水库生态调度要对生物的生长所需求的水情节律要有所响应,在河流灾害洪水脉冲进行控制的同时,也要根据鱼类繁殖要求适时地进行“人造洪水”过程;采用一定的措施建立相应预警调度机制,加强河流生态健康管理,使河流的各种生态灾害或风险降到最低。

2.2.2 经济性原则

水电站运行必须贯彻经济利用原则。该原则是在安全性原则的基础上,多目标地开发利用水资源,为各部门服务,即综合经济性原则。本节将从兴利的角度来讨论经济利用原则。

水资源的综合经济利用不仅是十分必要,而且也确有可能。虽然由于各部门自身特点,对水资源有不同的要求,但是这些要求有其统一的一面。例如,发电、灌溉、防洪、航运、渔业等部门,在利用水资源时都要求修建水库,这说明水库的建成可同时满足几个部门的需要,使各部门能联合起来共同开发和利用水资源。当然,它也存在矛盾的一面,主要体现在用水调度上。例如,由于灌溉耗水量大,它与其他用水部门的矛盾就比较突出。若从水电站上游引水灌溉,则将减少发电用水;若从下游引水,虽然可先发电后灌溉,但是控灌范围将受灌区高程的限制,并且两者在需水量和用水时间上也存在一定矛盾等。协调这种矛盾的正确方法,是在集中领导下,从整体利益出发,全面规划,统筹安排。

对各个部门不应作机械的同等对待,而应根据需要与具体自然特性和技术特性,视轻重缓急,分清主次地加以解决,即“保证重点、兼顾其他、充分协商、顾全整理利益”。此外,不同类型的水库所担任的主要任务也不相同,对其运行调度的具体要求会存在差异。但是,认真贯彻综合经济利用这一基本原则,必然获得显著的经济效益,较好地满足各部门的需要。必须强调的是,“综合开发,综合治理,综合利用,综合平衡”是一个完整的经济规划思想。只有这样,才能真正使水资源全面造福于人类。

2.3 水电站运行的内容

为满足电力系统供电可靠性和经济性两项基本要求,水电站的运行工作相应的也有安全运行和经济运行两方面的内容。水电站安全运行主要是指正确使用、定期检修水电站机电设备和建筑物,使之保持良好状态,以防止和减少意外事故的发生,确保水电站正常运行,从而达到安全可靠供电的目的。水电站经济运行主要是指挖掘水电站设备、建筑物和水库潜力,改善其性能,合理编制和实施水电站及其水库的运行调度方式,以充分利用水资源,达到经济运行的目的。水电站经济运行与安全运行有密切联系,经济运行必须在设备和建筑物安全稳定、保持良好状态和满足可靠性要求条件下进行。就是说,安全运行是经济运行的前提,而经济运行则是安全运行的目的。

以下将从五个主要方面对水电站运行的内容进行阐述。

2.3.1 水电站厂内经济运行

水电站厂内经济运行是在满足电能生产的安全、可靠、优质的前提下,合理地组织调度电厂的发电生产设备,使机组保持在高效出力区运行,以获得尽可能大的经济效益。它主要研究水电站在总负荷给定条件下其厂内工作机组最优台数、组合及启停次序的确定,机组间负荷的最优分配,即研究厂内最优运行方式制定和实现的相关问题。

作为水电站运行管理的一项重要工作,其厂内经济运行的内容主要有:①在组织机组动力特性试验的基础上,计算和编制机组(段)动力特性,为制定厂内经济运行计划提供可靠依据;②建立厂内经济运行数学模型,采用合适的优化方法,利用各机组(段)动力特性,综合考虑各种约束条件,确定工作机组的最优台数、组合、启停次序及在各机组间进行负荷的最优分配,在此基础上编制全厂的最优动力特性;③以全厂最优动力特性和各机组(段)动力特性为指导,根据面临日水电站负荷图和其他信息制定水电站面临日的厂内经济运行计划;④以所编制的面临日厂内经济运行计划为指导,利用水电站自动发电控制(AGC)对水电站及其各机组进行实时控制,包括有功负荷分配和无功电压控制,实现厂内经济运行。

2.3.2 水库及流域梯级优化运行

当水电站具有一定调节性能的水库时,制定和实现水电站最优运行方式的中心问题是制定和实现水电站水库的最优合理调度方式。因此,水电站水库调度是水电站经济运行的重要组成部分和主要内容之一。

水电站及其水库运行调度的主要工作内容包括:①编制最优的或合理的运行调度方案、方式和计划;②按所编制的方案、方式和计划根据面临的实际情况和信息进行实时调度和操作控制,尽可能实现最优调度;③进行运行调度资料的记录、整理和分析总结;④开展其他有关的各项工作,如收集和复核工程、设备及上下游特性等,组织有关建筑物和设备的运行特性试验;⑤开展水文气象预报,建立健全各项运行调度规程和规章制度,开展有关科学试验,研究相应的技术革新等。

本篇第5章将重点针对水库及流域梯级从六个方面进行阐述,在掌握水文循环与产汇流计算、径流及其预报原理与方法的基础上,对水库短期优化运行、流域梯级短期联合优化运行、水库中长期优化运行以及流域梯级中长期联合优化运行展开探讨。

2.3.3 水库及流域梯级防洪运行

防洪指防止河道洪水泛滥,免除或减轻洪水灾害而采取

的对策、措施和方法。对于已建水库的防洪,主要是保证泄洪能力,即按照防洪标准在校核或设计洪水位下,保证能通过水工建筑物的泄洪最大流量,同时要保证建筑物的安全,避免或减轻保护区(有防洪任务的水库上、下游地区等)受到灾害。水库在水资源防洪系统调度中起着十分重要的作用。

水库防洪运行的主要内容是在掌握成熟的防洪调度原理基础上,编制合理的水库防洪调度方案及度汛计划,对水库及流域梯级进行防洪优化运行,并在理论指导下利用目前先进的自动化技术实施开展防洪调度计划。

流域梯级防洪运行是研究水库群承担其下游共同的防洪任务时的洪水调度方法,根据下游防护对象的防洪标准及防洪控制点河道安全泄量,研究如何由水库群中各水库的联合调控,以达到下游的防洪要求。对于下游防洪标准设计洪水,必须结合干支流水库控制面积的情况,考虑干支流及区间洪水的地区组合,以及相对应的干支流水库调控洪水的方式。不同的地区洪水组合典型,要求各水库所承担的调控洪水的作用也不相同。由此可见,水库群洪水调度问题远比单一水库洪水调度复杂。调度中不仅需要考虑到水库自身安全,还需要满足水库群承担下游防洪任务的要求。

2.3.4 水电站安全稳定运行与故障诊断

水电站的有序运行需要有可靠的安全机制作为保障。因此,水电站运行的内容还应包括水电站各组成部分的安全稳定运行及其故障诊断的相关工作。水电站设备的日常检修维护和科学管理,水电站的充分利用,延长设备的使用寿命,保障水利水电工程的可靠运行等在水电站运行中有着重要的意义。

水电站安全运行和检修工作主要分机电设备、水工金属结构和水工建筑物三个部分展开。机电设备的维护好坏直接影响到其使用寿命,工作效率甚至安全可靠生产;水工金属结构的适当检修是水电站安全运行的重要保证,也是对水电站运行的基本要求;水工建筑物的积极养护修理措施,除了能保证工程正常运行,避免意外事故发生外,对延长工程使用寿命,更大发挥水利工程效益起着至关重要的作用。

这一部分的工作内容主要是在掌握状态检修原理与方法的基础上,结合现行的故障诊断与专家系统技术,对水电站机电设备、金属结构和水工建筑物的日常安全运行与维护,力求达到水电站可靠运行的要求。

3 水电站运行方式

3.1 水电站的经济运行方式

水电站是电力系统的重要组成部分,它与系统中火电站、核电站以及电网、用户等有着紧密的联系。同时,水电站也是水利系统的一个中心环节,通过水量、水质、水位、流速等因素与防洪、航运、灌溉、供水、环保等综合利用系统紧密地联系着。因此,水电站的运行方式影响着各个系统的经济效益。

通常情况下,对于以发电为主的水电站,在编制水电站运行方式时仅考虑水电站在电力系统中所起的作用,而将其其他各综合利用部门的基本要求作为约束条件处理。因此,水电站的运行方式主要是指在电力系统中由电力调度决定的水电站与其他电厂联合运用的工作方式,常用水电站在电力系统负荷图上的工作位置来表示。水电站的运行方式决定了水电站的出力过程,从而影响电力系统的电力电量平衡结果。研究水电站运行方式,在规划设计阶段,是为合理选择水电

站装机容量等主要参数提供依据;在管理运行阶段,是为了给系统可靠供电、制定经济运行或优化调度方案奠定基础。水电站的运行方式应根据电力系统各种电站的功率和运行特性,利用系统工程理论和经济分析工具,进行技术、经济各方面的比较才能科学合理地确定。

水电站在电力系统中的最优运行方式,按照工作周期的长短有着不同的内容。为便于针对具体问题的性质建立数学模型和求解,通常划分为三种方式,即长期运行方式、短期运行方式和厂内运行方式。每种方式有其独立性而同时互有一定的联系。

3.1.1 长期运行方式

长期运行方式通常指工作周期为一年的运行方式。水电站水库具有一年或多年调节性能,库容系数多在 $2\% \sim 30\%$ 或以上,当库容系数较小时,只能进行不完全年调节,又称为季调节;当库容系数在 $30\% \sim 50\%$ 或以上时,调节性能很好,能够进行多年调节。

天然径流的变化和水库的调节能力对水电站的长期运行方式有着显著的影响。在设计枯水条件下,水电站只能以满足电力系统可靠性要求的保证运行方式工作;在一般丰水条件下,水电站应在满足电力系统可靠性要求和其他部门正常要求前提下,充分利用多余来水,按长期最优运行方式工作,以获得尽可能大的经济效益;在特枯水条件下,水电站应在其正常工作不可避免地要遭受破坏的情况下,按最优破坏运行方式工作,以使破坏损失尽可能小。具有较大调节能力水库的长期调节水电站,可以对长时期内剧烈变化的天然来水径流发挥调节作用,将丰水期或丰水年份的多余水量蓄起来,在枯水期或枯水年份使用,可以增加水电站的发电流量,提高水电站的保证出力。

水电站长期经济运行的基本内容是:①以水电站水库优化调度为核心,并进行电力系统的长期电力电量平衡;②安排设备检修计划;③确定电源备用方式;④预报和分析入库径流、洪水控制、水电站水库群优化调度。

3.1.2 短期运行方式

短期运行方式通常指工作周期为1日,即24h的运行方式。水电站日调节所需库容不大,库容系数远小于 1% ,年调节和多年调节水库均可同时进行日调节。工作周期为一周,即7日的运行方式,也是一种短期运行方式,称为周调节,是将周末休息日低负荷时的多余径流调剂到工作日负荷上升时使用。由于我国当前广泛实行各工矿企业的休息日(厂休日)错开安排的轮休制度,所以基本上不存在周调节方式。

短期运行方式主要是将长期运行分配给本时段的输入在更短时段(日,小时)间合理分配,制定出各水电站短期最优运行方式,即确定出短期内水电站逐日、逐小时的负荷分配和运行状态。

水电站短期经济运行研究的内容:①电力系统的日电力电量平衡;②水、火电厂有功负荷和无功负荷的合理分配;③负荷预测;④电网潮流和调频、调压方式分析;⑤备用容量的确定和合理接入方法;⑥水电站水库的日调节和上游水位变动、下游非恒定流对最优运行方式产生的影响等分析与处理。

3.1.3 厂内运行方式

厂内运行方式通常指厂内各台动力设备逐小时的运行工况最优化。厂内运行方式与动力设备的性能以及其运行工况参数的实时检测和控制手段直接相关联。

由于电力系统的负荷在一天中是不断变化的,对于具有

多台机组的水电站，其全厂的总负荷在一天之内也是经常变化的，各机组间负荷分配不合理，将导致机组耗水率高，造成水量（电量）的很大损失，并且机组可能在空蚀、振动区等不利工况下运行，对机组造成损害。水电站厂内运行方式主要研究水电站在总负荷给定的条件下其厂内工作机组最优台数、组合及启停次序的确定，机组间负荷的最优分配，以获得尽可能大的经济效益。

厂内优化运行问题的优化准则可表述为：当电厂负荷给定后，安排电厂的运行方式使耗水量最少，即以电定水的优化准则；或在电厂的可耗水量一定时，要求发电量最大，即以水定电的优化准则。上述准则中，前者适用于蓄水式水电站，后者适用于径流式水电站。

厂内优化运行包含空间优化和时间优化两层含义。其中，空间优化是指对于某一发电任务合理地选择工作机组的台数、台号，并在此组合中实现机组之间的负荷最优分配。时间优化是在空间优化的基础上，不仅参考时段内的变化，同时计及时段之间由于负荷的变化可能产生的机组开停机对整个优化结果的影响。由于机组的组合变化会带来附加的耗水及其他以水当量计算的消耗。因此，时间最优化是一个计算优化周期内的最优，相对而言，时间最优化是全局最优化。

厂内经济运行方式的基本内容：①电厂及其动力设备的动力特性和动力指标；②机组间负荷合理分配；③最优的运行机组数和机组启动、停用计划；④机组的合理调节程序等。

3.1.4 运行方式之间的相互联系

长期运行方式、短期运行方式和厂内运行方式三者相互依从和制约，构成科学的整体关系。可用图 6.1-2 来表示。

理论研究和分析水电站在电力系统中的运行方式时，总是把单个电源（水电站、火电厂）看成一个单元，认为厂内特性是按各动力设备运行工况最优化而实测得出的，短期的平均特性又是按经济运行方式实测的参数平均值，最后在此基础上确定长期运行方式。这样理论分析研究经济运行方式的顺序可以描述成“先厂内，次短期，后长期”的关系，如图 6.1-2 中单线信息传递关系。

在实际制定各种经济运行方式的方案时，则遵循“先长期，次短期，后厂内”的顺序，即首先制定长期运行方式，把水电站规定的有限输入能源分配给短期各时段，进而制定短期运行方式，把由长期运行方式所确定的短期可用的能源，用负荷分配和逐时段运行状态的形式划分给各电源，最后各水电站根据短期优化方式确定的水电站负荷（日负荷图），制定各自厂内各台动力设备的优化运行方案，具体过程如图 6.1-2 中双箭头传递流向所示。

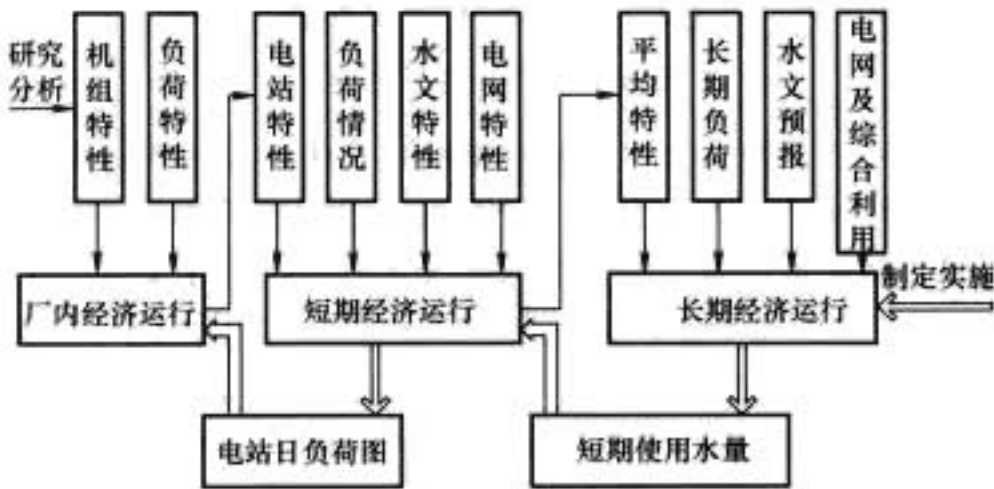


图 6.1-2 水电站厂内、短期和长期经济运行方式

3.2 水电站调节性能及其运行方式

水电站同时向电力系统提供电力和电量，其中不具有调

节径流能力的径流式水电站，往往以提供电量为主，具有调节水库的常规水电站，则以提供电力为主。一般来说，因其水库的调节性能不同和年内天然来水流量的不均匀性，水电站年内不同时期的运行方式也需要不断调整，使水能资源能够得到充分利用。根据水电站及电力系统长期实践经验，下面分别介绍不同调节性能的水电站在年内不同时期的运行方式。

3.2.1 日调节水电站的运行方式

日调节水电站能对当日的天然水流能量进行分配，可以承担变动负荷。在不发生弃水和其他限制条件的情况下，日调节水电站可尽量担任系统的峰荷，使火电厂担任尽可能均匀的负荷，以降低单位煤耗量。在有弃水的情况下，其工作位置，应随来水增多从峰荷逐渐地转移到基荷，以充分利用装机、减少弃水，节约火电耗煤量。根据不同来水年份和季节，日调节水电站的工作位置应作相应调整。

(1) 在设计枯水年，水电站在枯水期的工作位置是以最大工作容量担任系统的峰荷，如图 6.1-3 中的 $t_0 \sim t_1$ 与 $t_4 \sim t_5$ 时期。当洪水期开始后，天然来水逐渐增加，则日调节水

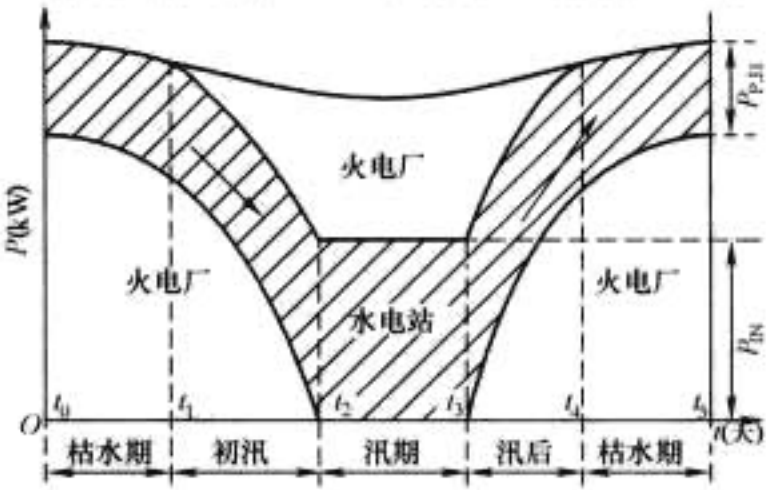


图 6.1-3 日调节水电站枯水年运行方式

电站的工作位置应逐渐下降到利用全部装机在腰荷与基荷，如 $t_1 \sim t_2$ 时期。在洪水期 $t_2 \sim t_3$ 内来水很大，水电站应以全部装机容量在基荷工作，尽量减少弃水。 t_3 以后，汛期已过，来水量逐渐减小，则水电站的工作位置应逐渐上移到 t_4 ，担任系统的腰荷与部分峰荷。从 t_4 起又开始为枯水季，水电站又担任系统的峰荷。在图 6.1-3 中， $t_1 \sim t_2$ 与 $t_4 \sim t_5$ 时期内日调节水电站在系统负荷图上的工作位置可以根据其日水流能量确定。在此时期内，某日的水流能量大于水电站的可用容量在峰荷位置相应的电量，而小于在基荷位置相应的电量，则必然在峰荷与基荷之间能找到适合的工作位置，既能充分利用该日的水流能量，又能充分发挥其可用容量的作用，具体方法如下：如图 6.1-4 所示，设某日的水流能量为 E_H 和可用容量为 P''_H 。在日负荷图上作日负荷分析曲线 OC ，将 OC 线沿垂直方向上移一个距离为 P''_H ，得一辅助曲线 1。再将 OC 线沿水平方向左移一个距离为 E_H ，得另一辅助曲线 2，则由两辅助曲线的交点 A 可定出水电站工作位置

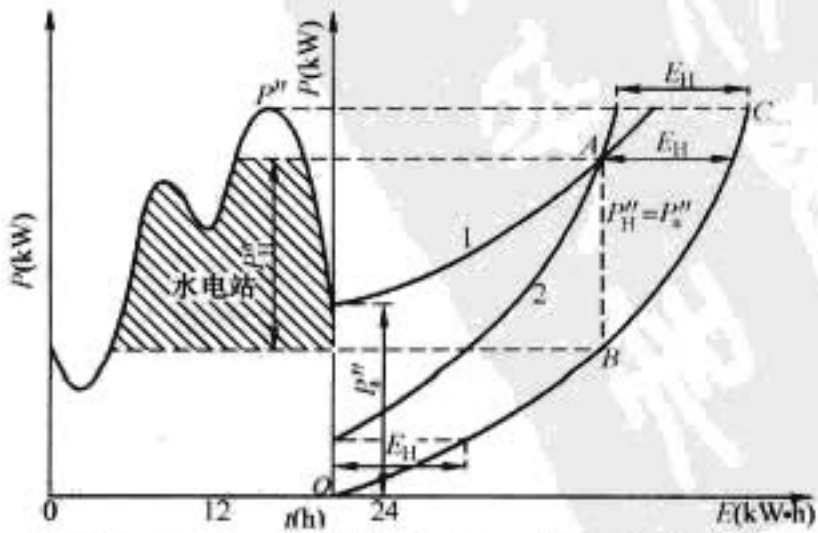


图 6.1-4 日调节水电站工作位置的确定

的上限, 而由 A 点的垂线与分析曲线 OC 的交点 B 可定出其下限, 这样就求得水电站在日负荷图上的工作位置 (图 6.1-4 中阴影部分)。水电站在这个位置上工作, 其可用容量全部发挥作用, 其日水流能量也全部得到利用。如果将其工作位置上移, 则因 P'_H 的限制, E_H 不能充分利用造成弃水; 如果下移, 则因 E_H 的限制, P'_H 不能全部发挥作用。由此可以看出, 当 E_H 一定时, P'_H 越大, 位置越高, 更能承担尖峰负荷; 当 P'_H 一定时, E_H 越大, 位置越低; 而当水流出力等于装机的丰水日里, 水电站就该转入基荷位置工作。

(2) 在丰水年份, 天然来水较多, 即使在枯水期, 日调节水电站也要承担负荷图中的峰荷与部分腰荷。在初汛后期, 如果日调节水电站已有弃水, 就应以全部装机容量担任基荷; 在汛后的初期, 来水可能仍较多, 如果仍有弃水, 则水电站应继续担任基荷, 直到进入枯水期后, 水电站的工作位置便可恢复到腰荷, 并逐渐上升到峰荷位置。

无调节水电站即径流式水电站, 只能按天然径流发电。为了充分利用水能, 它应在全年担负系统基荷工作, 但由于来水的不均匀性, 需要在不同时期承担不同性质的负荷, 其发电出力在系统负荷图上的具体位置由日水流出力决定。径流式水电站可通过坝址以上河道蓄水来进行部分日调节。

日调节水电站与无调节水电站相比具有许多显著的优点: ①可适应负荷变化要求, 承担调峰、调频和备用, 提高供电质量; ②改善火电机组工作条件, 使其出力比较均匀, 减少单位煤耗; ③在保证电量一定时, 担任调峰可增大水电站的工作容量, 节省火电装机容量; ④增大了的水电站装机容量在丰水季可增发季节电能, 减少火电总煤耗量等。而日调节所需库容不大, 所以, 应尽量为水电站进行日调节创造条件。

但是, 水电站进行日调节时, 负荷的迅速变化会引起水电站工作流量的急剧变化, 造成上、下游特别是下游河道水位和流速的剧烈变化, 会造成一些不利的影响。首先, 日调节使平均水头比无调节时减小, 造成水电站损失一部分电能。对高水头水电站, 电能损失不大, 一般可忽略不计; 如果是低水头水电站, 则损失可能较大, 需加以考虑。其次, 当河道经常通航时, 河中水位和流速急剧变化, 使航运受到严重影响, 甚至在某一段时间必须停航。此外, 当下游有灌溉或给水渠道进水口, 剧烈的水位波动会干扰渠道进口, 使控制引用流量发生困难。因此, 进行日调节时, 水电站应设法满足综合利用各部门的要求。解决上述矛盾的措施是适当限制水电站的日调节, 在水电站下游修建反调节水库以减小流量、水位和流速的波动幅度。

3.2.2 年调节水电站的运行方式

年调节水电站的主要特点是能够对天然径流在一年内重新分配, 把洪水期的全部或部分水量蓄存下来供枯水季节使用。其中, 完全年调节水电站能蓄存全部洪量, 将年内来水完全按用水要求重新分配; 不完全年调节水电站仅能蓄存洪水期部分多余水量, 当汛期洪水到来时会发生弃水, 又称季调节水电站。

完全年调节水电站的运行方式与季调节水电站的运行方式类似, 在设计枯水年, 水电站的发电量大部分在峰荷区, 少部分在腰荷、基荷区; 在丰水年, 水电站大部分电量在腰荷、基荷区, 均可根据电网的需要可承担一定的调峰、调频任务。两者不同之处在于完全年调节水电站的库容系数比较大, 因此在汛期仍能蓄水, 不会产生弃水。而季调节水电站在汛期调节能力较差, 汛期受汛限水位的限制, 相当于径流

式水电站。由于年调节水电站一般多属不完全年调节, 其运行方式的主要特点如下:

(1) 每年汛期开始前, 水库水位降至防洪限制水位。整个汛期, 水库维持此低水位运行, 以保留防洪库容, 超过水电站过流能力的水量, 通过泄洪坝段下泄。仅当入库流量超出下游河道安全泄量时, 水库拦洪蓄水, 库水位抬高, 洪峰过后, 库水位仍降到防洪限制水位运行。在整个汛期, 水电站根据来水流量和维持水库防洪限制水位运行得到的水头发电。由于汛期来水流量大, 水电站为避免调峰弃水, 多数时间只在系统中担负基荷, 按机组预想出力发电。水电站在进行不同程度日调节时, 在系统中可担负腰荷, 为避免弃水损失电量, 调节幅度不宜太大。

(2) 汛期结束后, 水库蓄水, 库水位逐步升高至正常蓄水位运行, 水电站可进行日调节, 根据电网调峰、调频的要求, 按大于保证出力发电, 担负系统峰荷, 多余水量存入水库。当电站无调峰要求时, 水库的运行水位应避免库水位消落造成不必要的水头损失, 电站按入库流量发电, 出力随入库流量而变。为了使水电站维持较高的水头发电, 在水电站发足保证出力的前提下, 水库应尽可能维持较高水位运行。当入库流量低于水电站保证出力对流量的要求时, 运用水库存蓄的水量, 库水位会逐步消落, 但在汛期开始前, 库水位的最低高程不应低于最低消落水位。

在一年内水库调节过程一般可详细划分为供水期、蓄水期、弃水期和不蓄不供期等几个时期, 如图 6.1-5 所示。

3.2.2.1 设计枯水年的运行方式

(1) 供水期。如不受综合利用其他部门用水的影响, 水电站按保证出力在峰荷位置工作, 担任尽可能大的工作容量, 以减少火电装机容量, 并使火电厂担任尽可能均匀的负荷。如图 6.1-5 中的 10 月至次年 3 月。如有其他部门的用水要求时, 则发电用水将随之而变, 其在负荷图上的工作位置也将随具体情况而定。

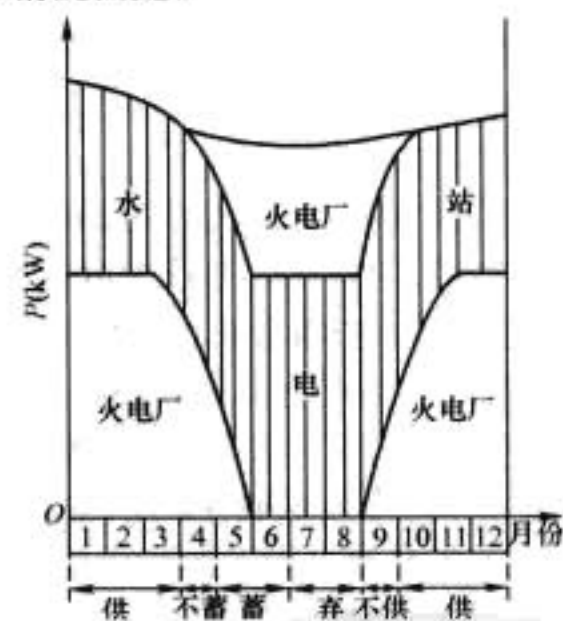


图 6.1-5 年调节水电站设计枯水年运行方式

(2) 不蓄期。天然来水逐渐增大, 为避免水库过早蓄水使以后可能发生大量弃水, 可在保证水库蓄满的条件下尽量利用天然来水量多发电。蓄水期开始时, 不急于蓄水 (不蓄期), 水电站以天然水流能量在腰荷工作。如图 6.1-5 中的 4 月份。

(3) 蓄水期。天然来水继续增大, 水库开始蓄水。当水库蓄水至相当程度, 则水电站的出力可加大, 工作位置随着下移, 到后期以其全部装机容量在基荷工作。如图 6.1-5 中的 5~6 月份。

(4) 弃水期。此时水库已蓄满, 水电站应将全部装机容量在基荷工作, 当天然来水量超过了水电站最大过水能力。

超过的部分水量为弃水,则弃水就无法避免。

(5) 不供期。此时水库保持库满,天然来水流量逐渐减小到小于水电站最大过水能力,而仍大于发保证出力所需的调节流量,故水库不供水,水电站按天然流量发电。其工作位置随着天然流量逐渐减小,由基荷转向腰荷,最后到峰荷位置与供水期衔接。如图 6.1-5 中的 9 月份。

3.2.2.2 丰水年的运行方式

丰水年天然来水量较多,即使在供水期内,水电站可能引用的流量仍大于发保证出力所需的调节流量,水电站可担任腰荷和部分基荷,以充分利用水能,并避免到洪水期增加弃水。进入洪水期后,来水量更大,蓄水期较短,水库很快蓄满,水电站迅速转至基荷位置工作。到弃水期,水电站以全部装机容量在基荷位置工作,弃水量可能还很大。

3.2.3 多年调节水电站的运行方式

多年调节水电站具有把多年期间的多余水量存在水库中,然后以丰补欠,分配到若干枯水年的调节性能。多年调节水库的库容很大,水库要经过若干个丰水年的蓄水期才能蓄满,又要经过几个连续枯水年的供水期才能放空。所以,在一般年份内水库只有供水期和蓄水期,水库水位在正常蓄水位与死水位之间变化。多年调节水电站在一般年份总是按保证出力,在电力系统负荷图上全年担任峰荷。多年调节水库在水库蓄满后,仍继续出现丰水年份,此时为了防止可能发生弃水,其工作位置要适当下移,运行方式类似于年调节水电站在设计枯水年的运行方式。但是为了火电站机组检修,在洪水期水电站需适当增加出力以减小火电站的出力。

值得说明的是,具有调节能力的水电站的运行方式应结合水库调度规则来详细决定。

4 抽水蓄能电站及其运行方式

随着抽水蓄能电站在电网中的调峰填谷、紧急事故备用、调频、调相等作用日益突出,我国的抽水蓄能电站逐步得到高速发展。由于我国水电的整体调节性能不高,季节性电能突出,因而调峰问题在电网运行中比较突出,兴建抽水蓄能电站来解决电网的调峰问题是非常必要的。

4.1 抽水蓄能电站在电力系统中的作用

抽水蓄能电站运行具有两大特性:一方面,既是发电厂,又是用户,其调峰填谷功能和其他任何类型发电厂所不具备的;另一方面,机组启动迅速,运行灵活、可靠,对负荷的急剧变化可以作出快速反应,除调峰填谷外,还适合承担调频、调相、事故备用等任务。由于它在电网中承担的调峰填谷、紧急事故备用、调频、调相等作用及其静态效益、动态效益和技术经济上的优越性,抽水蓄能电站在电网中越来越不可或缺。

4.1.1 调峰填谷

抽水蓄能电站利用夜间低谷时其他电源(包括火电厂、核电站和水电站)的多余电能,将水抽至上水库储存起来,用于尖峰负荷时发电。因此,抽水蓄能电站在系统处于峰荷时放水发电,实现系统调峰功能,而在谷荷时抽水储能,实现填谷功能。调峰填谷可以改善燃煤火电机组和核电机组的运行条件,保证电网稳定运行。

广州抽水蓄能电站(简称广蓄)调峰填谷作用保证了核电稳定运行。大亚湾核电站机组投入商业运行后,分别向广东和香港两个电网供电。广蓄一期年平均吸收低谷电 14.05 亿 kW·h,调峰发电 10.08 亿 kW·h。2000 年 1~6 月,广蓄调峰发电日均最大出力占电网最高负荷的 9.84%。由于

两个电网都有抽水蓄能容量供调度使用,为核电站创造了良好的运行环境,保证了稳定运行。

4.1.2 调频和快速跟踪负荷

调频功能又称旋转备用或负荷自动跟随功能。为保证电网稳定运行,需要电网具备随时调整负荷的能力,以适应用户负荷的变化。电网的频率应按照国家规定的电网频率要求,控制在 $50\text{Hz} \pm 0.2\text{Hz}$ 。为此,电网所选择的调频机组必须快速灵敏,以便提供随电网负荷瞬时变化而调整的最大出力。常规水电站和抽水蓄能电站都有调频功能,但在负荷跟踪速度(爬坡速度)和调频容量变化幅度上抽水蓄能电站更胜一筹。抽水蓄能机组在设计上考虑了快速启动和快速负荷跟踪的能力,所以能很好地满足电网负荷急剧变化的需求。现代大型抽水蓄能机组可以在 1~2min 之内从静止达到满载,增加出力的速度可达 10MW/s ,并能频繁转换工况。最突出的例子是英国的迪诺威克抽水蓄能电站,其 6 台 300MW 机组设计能力为每天启动 3~6 次;每天工况转换 40 次;6 台机处于旋转备用时可在 10s 达到全厂出力 1320MW。

4.1.3 紧急事故备用

抽水蓄能电站有事故备用的库容,但相对于同容量常规水电站要小,所以其事故备用的持续时间没有常规水电站长。在事故备用操作后,机组需抽水将水库库容恢复。同时,抽水蓄能机组由于其水力设计的特点,在作旋转备用时所消耗电功率较少,并能在发电和抽水两个旋转方向空转,故其事故备用的反应时间更短。此外,抽水蓄能机组如果在抽水时遇电网发生重大事故,则可以由抽水工况快速转换为发电工况,即在 1~2min 内,停止抽水并以同样容量转为发电。

在电网发生故障和负荷快速增长时,要求发电站能起紧急事故备用和负荷调整的作用,由于抽水蓄能电站的快速启动和灵活的运行特点,对防止电网事故扩大,恢复正常供电起着显著作用。广州抽水蓄能电站自投入运行以来,平均每年紧急启动 16.5 次。华东电网是我国的受端电网之一,主要接受西部电力和三峡电力,而输电通道发生事故在所难免,这就对受端电网产生巨大冲击,严重影响华东电网的安全、稳定运行,自从天荒坪抽水蓄能电站首台机组投产以来,已经快速启动多次,保证了电网的安全、稳定运行。

4.1.4 调相

调相运行包括发出无功功率的调相运行和吸收无功功率的进相运行两种方式,其目的是为了稳定电网电压。电力系统无功功率不足,会造成电力系统电压下降,影响电力系统的供电质量和安全可靠运行,因此,需要发电站及时提供无功功率,而抽水蓄能电站能很好地满足这一要求。抽水蓄能机组在设计上有很强的调相功能,无论在发电工况或在抽水工况,都可以实现调相和进相运行,并且可以在水轮机和水泵两种旋转方向进行,故其灵活性很好。另外,抽水蓄能电站通常比常规水电站更靠近负荷中心,故其对稳定系统电压的作用要比常规水电机组更好。

广州抽水蓄能电站自投产运行以来,1994~1997 年共发无功功率 21 878 万 kvar·h,吸收无功功率 72 928 万 kvar·h。从 1998 年至今,特别是 2002 年底南方电网公司成立以来,调相运行需求进一步加大,在 2003 年春节期间,广州抽水蓄能电站共启动调相 69 次,运行时间 111.6h,为广东电网平衡无功功率、稳定电压发挥了重要作用。

4.1.5 黑启动

黑启动是指出现系统解列事故后,要求机组在无电源的

情况下迅速启动。常规水电站一般不具备这种功能。现代抽水蓄能电站在设计时都要求有此功能。

随着电力系统的发展,系统的稳定性与可靠性会因局部的问题波及邻近区域而引起重大系统事故,而黑启动已成为事故后系统恢复正常运行的重要措施之一。提供黑启动服务的关键是启动电源,即具有黑启动能力的机组,抽水蓄能电站可在无外界帮助的情况下,迅速自启动,并通过输电线路输送启动功率带动其他机组,从而使电力系统在最短时间内恢复供电能力,保证电力系统安全运行。

4.2 抽水蓄能电站工作原理

抽水蓄能电站没有自身的能源,它是电力系统发展到一定阶段的产物。电力系统的用户类型和工作性质不同,用电情况也不相同,致使电力系统的负荷很不均衡。电力系统日负荷在每日上、下午各有一个高峰,午夜则有一个低谷。为了调节电力系统的尖峰和低谷负荷,可以兴建抽水蓄能水电站,利用夜间低谷负荷时火电站提供的剩余电能,从高程低的水库抽水到高程高的上水库中,通过水体这一能量载体将电能转换为水的位能,在日间出现高峰负荷时,再从上水库放水发电,担任负荷图中的峰荷部分。这就是抽水蓄能电站的主要功用和基本原理。

抽水蓄能电站通常利用可以兼具水泵和水轮机两种工作方式的抽水蓄能机组,其运行工况是可逆的,故称为可逆式机组。在电力负荷出现高峰时(下午及晚间)作水轮机运行,利用上游水库的水能,通过水轮发电机组向电力系统提供电能,以补充系统电力的不足。在电力负荷出现低谷时(夜间)作水泵运行,这时可以利用电力系统的多余电力,驱动电机逆转作为电动机运行,并带动水泵将下游水库的水抽回到上游水库,作为水能储蓄起来,供下次尖峰负荷时发电使用。

抽水蓄能电站的工作特性可分述如下:

(1) 纯抽水蓄能电站与常规水电站不同,只有水库电能而没有天然来水。它在白天担任峰荷时的发电量由下式计算

$$E_r = \frac{HV_s \eta_r}{367.2}$$

式中: E_r 为发电量, kW·h; H 为抽水蓄能电站的水头, m; V_s 为上水库的有效库存(蓄能库容), m^3 ; η_r 为电站在水轮机工况时的效率。

储存在上水库的可能发电量与蓄能库容有关,同时在很大程度上决定于水头。抽水蓄能电站的静水头由上、下水库的水位高程差决定,在运行过程中它随上、下水库的蓄水和放水而相应地变化,上、下水库水位一昼夜内的变化一般达到 10~30m。应该注意研究水头变化对电站运行的影响,包括机组效率和受阻容量,对中低水头抽水蓄能电站来说更是如此。

(2) 抽水蓄能电站是电力蓄能装置,将低谷电能转换成高峰电能。电站的综合效率 η 是重要的参数,它定义为在供给上库和从上库取出的水量相等的条件下,水轮机工况时所生产的电能 E_r 与水泵工况时所消耗的电能 E_p 之比,即蓄能发电量与抽水用电量之比

$$\eta = \frac{E_r}{E_p}$$

抽水蓄能电站的综合效率是变压器、水力机械与电气设备、引水道在水轮机工况和水泵工况时运行效率之乘积。这里只考虑到电站出口为止,未考虑线路损失。在运行中,偏离最佳功率和水头的某一变化均将降低抽水蓄能电站的最大

效率。采用大型可逆二机式机组的现代抽水蓄能电站,其综合效率值达到 70%~75%。如英国迪诺威克抽水蓄能电站,按抽水/发电的日循环工况运行,平均效率已达 78%。英国的克鲁瓦强(Cruachan)抽水蓄能电站,机组容量 100MW,综合效率为 75%;德国的伦克豪森(Ron Khausen)抽水蓄能电站,单机容量 67MW,综合效率 75.1%。采用三机式时,由于水轮机和水泵的效率较之可逆式机组高,抽水蓄能电站的总效率达到 79%,如卢森堡的非安登抽水蓄能电站。

(3) 抽水蓄能电站的最主要运行特点是机组既要作发电运行,又要作抽水运行,而且还可能频繁转换。这就要求它的机组、输水系统中各组成建筑物要能适应抽水蓄能电站运行方式的要求,建筑物布置设计时要充分考虑水流在输水系统各建筑物中流动的双向性,使之在两种运行方式下水流条件都比较好,以提高电站的综合效率。此外,在决定下水库工作深度时,不仅需要研究发电工况,还应研究抽水工况。为了使抽水蓄能电站在抽水工况能在高效情况下运行,在转轮直径和转速一定的条件下,水泵的计算扬程和最大扬程间有一定的关系。根据统计资料,其关系为

$$H_p \geq 0.86 H_{pmax}$$

如以水泵平均扬程作为计算扬程,则水泵扬程的变化范围有以下限制

$$H_{pmin} \geq 0.72 H_{pmax}$$

上两式中: H_p 为水泵计算扬程; H_{pmax} 为水泵最大扬程; H_{pmin} 为水泵最小扬程。

(4) 抽水蓄能电站运行灵活、可靠。抽水蓄能机组对大的负荷变化可作出快速反应,其运行灵活性有的已超过常规水机组。目前最先进的可逆式机组,从开始担任负荷到满负荷运行只需 10s(一般约 1~2min)。此外,抽水蓄能机组具有低的强迫停运率,抽水蓄能电站适宜于担任调峰、调频、事故备用等任务,是一种可作为低费用旋转备用容量的极好电源。它还与常规水电站一样,在距负荷中心较近的条件下、可以多带无功负荷,对系统起调相的作用。

(5) 混合式抽水蓄能电站的上水库一般有比较大的蓄能容量,能较长时间连续运行。此外,在汛期水库产生弃水时,抽水蓄能机组除担任峰荷外,还可作为重复容量利用弃水发电以提高水力资源的利用率。

4.3 抽水蓄能电站类型

抽水蓄能电站的调节性能不同,其运行方式也大不相同。抽水蓄能电站按调节性能及其运行方式可分为以下几类:

(1) 日调节抽水蓄能电站。运行周期呈日循环规律,抽水蓄能机组每天顶一次(晚间)或者两次(早、晚)尖峰负荷,晚上高峰过后,上水库放空,下水库蓄满;继而利用午夜负荷低谷时多余电能抽水,至次日晨上水库蓄满,下水库放空。日调节抽水蓄能电站水库容积不大,发电和抽水持续时间较短,一般每天发电调峰 5~6h,抽水时间 6~7h,纯抽水蓄能电站多为日调节抽水蓄能电站。

(2) 周调节抽水蓄能电站。运行周期呈现周循环规律,在一周的五个工作日当中,抽水蓄能机组如同日调节电站一样工作,每天一或两次尖峰负荷,每夜抽水一次。但每天发电用水量大于抽水蓄水量,故上水库水位逐日下降,到了周末,上水库放空。周末期间,由于系统负荷较低,故可利用多余电能延长抽水时间,大量地蓄能,一般不发电。至星期一早上,上水库蓄满,开始新一轮循环。这类电站所需要的蓄能库容比日调节稍大一些。

(3) 季调节抽水蓄能电站。每年汛期,利用水电站季节性电能作为抽水能源,将水电站,特别是径流式水电站必须溢出的多余水量,抽到上水库储存起来,在枯水季到来时放水发电以增补天然径流的不足,这样将原来汛期的季节性电能转换成枯水期的保证电能。这类电站上水库常常修建在常规水电站附近的山谷中,所需要的蓄能库容较大。

4.4 抽水蓄能电站运行方式

4.4.1 抽水蓄能电站厂内经济运行

4.4.1.1 抽水蓄能电站的耗量特性曲线

抽水蓄能电站有发电和抽水两种基本工作状态。发电时其耗水特性为

$$Q_b = Q(P_b, H)$$

式中: P_b 为抽水耗用功率; Q_b 为抽水流量; H 为抽水扬程。

从发电的角度看,抽水工况下消耗的流量为负值,发出的电力也是负值,这样把抽水理解为一种反向的发电状态,抽水蓄能电站的耗量特性曲线可统一表示为

$$\begin{cases} Q = Q(P, H) \\ P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \end{cases}$$

式中: P_{\min} 为负值,与抽水时消耗的最大功率相对应; P_{\max} 为正值,与发电时的最大出力相对应。图 6.1-6 给出了该特性曲线的示意图。

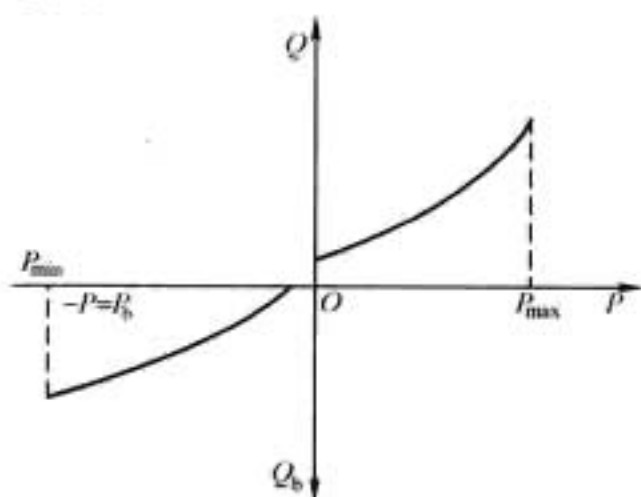


图 6.1-6 抽水蓄能电站耗量特性曲线

4.4.1.2 机组运行优化控制的条件

抽水蓄能电站在一日内发电若干小时,抽水若干小时。在发电期间,无论是机组间负荷的分配、最优机组组合的选定、开停机次序的确定,还是频率控制及无功功率的分配等,都与常规水电站相同。只有一点要注意,即以最小耗量目标在机组间分配负荷所节余的水量应在发电期结束时用掉,而且当上、下水库水位波动而使发电水头变化较大时,机组间负荷分配应使用当时水头下的耗量特性曲线。

在抽水期间,机组间耗用有功功率的分配模型为:

目标函数

$$\max \sum_{i=1}^n Q_{bi}(P_{bi})$$

约束条件

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{bi} = P_B \\ P_{bi} = P_{bi\max} \end{cases}$$

式中: P_{bi} 为第 i 台机组的抽水功率; $P_{bi\max}$ 为第 i 台机组的最大功率; Q_{bi} 为第 i 台机组的抽水流量; P_B 为电厂抽水耗用的总功率,由电网日运行方式确定。

上述抽水时机组间功率分配模型采用的是极大化总抽水量,用拉格朗日函数求解由上式表述的条件极值,有

$$\frac{\partial F}{\partial P_{bi}} = 0, \forall i$$

$$\frac{\partial Q_{b1}}{\partial Q_{b1}} = \frac{\partial Q_{b2}}{\partial Q_{b2}} = \dots = \frac{\partial Q_{bn}}{\partial Q_{bn}} = -\lambda$$

可得:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{bi}} = 0, \forall i$$

$$\frac{\partial Q_{b1}}{\partial Q_{b1}} = \frac{\partial Q_{b2}}{\partial Q_{b2}} = \dots = \frac{\partial Q_{bn}}{\partial Q_{bn}} = -\lambda$$

上式即为抽水工况功率分配等微增率原理。结合图 6.1-6 所示的耗量特性曲线,可知在抽水条件下有

$$\frac{\partial^2 Q_{bi}}{\partial P_{bi}^2} < 0, \forall i$$

因此可判明满足等微增率原理的功率分配能极大化总抽水量。

抽水时电机以同步电动机运行,其机组间功率分配的实时控制模型与控制方式和发电时的负荷分配实时控制相同。考虑到抽水蓄能电站通常离负荷中心较近,由其提供无功功率可减少线路损失,抽水方式下机组也承担无功负荷任务。此时,机组消耗有功功率(抽水)而发出无功功率。

4.4.2 抽水蓄能电站在电力系统中的运行方式

抽水蓄能电站在电力系统中的运行方式是指其可用容量在电网中用作调峰填谷和(或)用作替代火电旋转备用容量的调度。决定抽水蓄能电站的最佳运行方式的主要因素有电网的电源结构及运行特性、系统负荷曲线的形状及其分布、火电机组承担各时段负荷下的效率及其差异程度、抽水蓄能机组本身的循环效率、库容容量和上下库水头差等。运行方式的变化将会影响电力系统的运行费用。抽水蓄能电站合理的运行方式可使电网的电源结构得到优化,减少水电调峰的弃水量,改善火电运行工况,提高火电机组发电利用小时数,使电网中水、火电机组安全经济运行,其经济效益十分显著。

抽水蓄能电站的运行模式可分为经济运行、强制调峰、缺电卸负荷。在特定调度周期上,最佳方式的运行模式取决于上述因素的组合变化。抽水蓄能电站的运行优化通常应在全系统范围内进行,但有时在特定的情况下可以在相关密切的核电、火电机组群的小范围内进行,若简化的条件与方式适当,在小范围内优化便可取得简便易行的效果,同时获得相当准确的结果。

抽水蓄能电站优化运行方式的计算准则是在一个调度周期内使电力系统总运行费用最小,其目标函数为

$$\min F = \sum_{k=1}^t \sum_{i=1}^n [G_i(P_i^k)u_i^k + T_i(u_i^k, u_i^{k-1})]$$

式中: F 为系统总费用; k 为调度期的时段数; n 为系统运行机组的数目(其中, $i=1, 2, \dots, m$ 时为抽水蓄能电站的可逆式机组); G_i 为机组 i 的运行费用; P_i^k 为机组 i 在时段 k 的发电功率(当 $i \leq m$ 时为可逆式机组出力或入力); T_i 为机组 i 的启停费用。

约束条件如下:

功率平衡约束

$$\sum_{k=1}^t \sum_{i=1}^n P_i^k u_i^k = P_d^k + P_l^k$$

抽水蓄能电站水量平衡约束

$$\sum_{k=1}^t \left[\sum_{i=1}^m W_s(P_i^k) - W_i^k \right] = V_s(Z_1) - V_s(Z_0)$$

可逆式机组出力及人力约束

$$-P_{i\min}^c \leq P_i^k \leq P_{i\max}^f \quad (i \leq m)$$

机组出力约束

$$P_{i\min} \leq P_i^k \leq P_{i\max} \quad (i > m)$$

停机时间和允许运行时间约束

$$S(i, k, u) \geq S_{i\min}$$

$$R(i, k, u) \geq R_{i\min}$$

旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^n P_{i\max} u_i^k - \sum_{i=1}^n P_i^k u_i^k \geq P_b^k$$

计划调停约束

$$u_i^k = 1 \text{ (开机)}$$

$$u_i^k = 0 \text{ (停机)}$$

以上各式中： P_b^k 为系统在时段 k 的负荷； P_i^k 为系统在时段 k 的网损； W_s 为可逆式机组的运行用水量； W_t^k 为抽水蓄能电站在时段 k 的来水量； V_s 为抽水蓄能电站的上水库库容； Z_1 为抽水蓄能电站在调度周期末的上池水位； Z_0 为抽水蓄能电站在调度周期初的上池水位； $P_{i\max}^f$ 为可逆式机组 i 的最大出力限制； $P_{i\max}^c$ 为可逆式机组 i 的最大入力限制； $P_{i\min}$ 为发电机组 i 的最小出力限制； $P_{i\max}$ 为发电机组 i 的最大出力限制； $S_{i\min}$ 为发电机组 i 的最小连续停机时间； $R_{i\min}$ 为发电机组 i 的最小连续运行时间； P_b^k 为系统在时段 k 的旋转备用容量。

5 水电站及其互联电力系统联合优化安全经济运行

5.1 电力系统中水、火电日负荷分配

5.1.1 水火电日负荷分配的原则和任务

电力系统中水、火电日负荷分配的传统方法，是以日为调节周期，由负荷预报提出电力系统日负荷曲线；由长期运行计划和短期径流预报确定水电站的日发电用水量；根据水电站、火电厂动力特性，按某种经济运行准则逐小时地在水电站、火电厂之间划分发电任务，从而确定火电厂的日发电总耗煤量，最终满足电力系统的日负荷需求。常用的经济运行准则是电力系统日运行的总耗煤量最小或电力系统日运行的总费用最低；广泛采用等微增率原则进行水、火电日负荷分配。

为了在电力行业中引入竞争机制，通过竞争促使发电、输配电、电力销售各环节提高效率，降低发电成本；利用市场的调节和激励机制引导投资，促使资源优化配置等，2000年初我国陆续开始六个试点省（市）电力市场，并逐步扩大规模。在电力市场环境下，发电侧引入了竞争，给水、火电的日负荷分配带来了新的内容和要求。电能不再由调度中心集中优化分配，而成为电力市场中交易的商品；并且交易内容不仅限于已发电量，备用容量也成为交易的一部分；电价亦不再一成不变，而是随着市场需求而波动。

水电参与市场竞争既要促进区域资源优化配置，充分发挥其调峰、调频、事故备用及流域梯级补偿调节的作用，又要考虑水、火电的互补性，兼顾水库防洪、灌溉、航运等综合利用要求，确保水能的充分利用。

电力市场中水、火电的短期优化运行是指在某一调度周期内，在满足电力系统约束及水、火电机组的约束条件的前提下，使系统总的购电费用最低。各电厂的竞价策略至关重要，因其报价决定了它在发电市场中可以占有的市场份额，

直接影响到其自身的利润。水电站的经济运行，除了要考虑机组流量、出力等约束条件外，还必须考虑上网电价的作用。

5.1.2 电力市场中的水、火电日负荷分配模型

5.1.2.1 模型的假设条件

考虑市场需求及价格和电厂自主决策因素的区域电力市场中的水火电优化调度问题，即市场环境下水电站最佳放水率决策和火电厂最佳出力决策问题。

假定在 t 时刻的水电出力 $P_{t,s}$ 取决于 t 时刻的发电流量 q_t 和水头 h_t ， t 为生产周期内的时段编号， $t=1, 2, 3, \dots, T$ ，则有

$$P_{t,s} = P_{t,s}(q_t, h_t) \quad (6.1-1)$$

假定式(6.1-1)连续可导，且所有一阶导数为正，二阶导数为负。假定其偏导数为正，且

$$\frac{\partial^2 P_{t,s}}{\partial q_t \partial h_t} = \frac{\partial^2 P_{t,s}}{\partial h_t \partial q_t} > 0, P_{t,s}(0, h_t) = P_{t,s}(q_t, 0) = 0$$

随着水库的放水，其水头和水库的蓄水量同时发生变化，它们之间存在的同步变化关系与各水库的形状有关，因此有

$$h_t = h_t(V_t) \quad (V_t \leq V_{\max}) \quad (6.1-2)$$

式中： V_t 和 V_{\max} 分别表示水库在时段 t 的蓄水量和最大蓄水量。

由水库水量平衡条件，可建立如下表示水库蓄水量与水库来水和放水的动态方程

$$V_t = V_{t-1} - q_t + I_t \quad (6.1-3)$$

式中： I_t 表示 t 时刻水库的入库流量。

式(6.1-1)~式(6.1-3)代表了水力发电的基本模型。此外，还假设放水成本由方程 $C_{t,s}(q_t)$ 来决定，该方程有持续的一阶和二阶正导数。

假设火电的成本为 $C_{t,h}(P_{t,h})$ ，其中 $P_{t,h}$ 表示 t 时段内的火力发电量。受火力发电设备发电能力的限制， $P_{t,h} < P_{h,\max}$ ，其中 $P_{h,\max}$ 表示火电发电设备的最大发电出力。与水电成本方程相同，假定火电成本方程是二阶可导且一阶和二阶导数为正。

对市场环境，假定水库调度员和火电厂调度员可以在一个大型电力市场中交易电能。在市场中 t 时段水电或火电的价格均可由方向需求函数 $F_t(P_t)$ 来决定， P_t 表示 t 时段内市场总需求电量，且满足电力平衡条件

$$P_t = P_{t,s} + P_{t,h} + P_{t,r}$$

式中： $P_{t,r}$ 表示由火电和水电之外的其他电能供应商为该市场供应的容量。

5.1.2.2 决策模型的建立

按照分离的时段来计算各时段水电的最佳发电流量（出力）和火电的最佳出力。为便于着重研究1天内每小时的价格变动情况和其他可能影响水电报价员和火电报价员决策的变量，假设时段长度为1h。

为了在讨论水电生产过程时直接包含水库信息，由式(6.1-1)和式(6.1-2)可得下式

$$P_{t,s} = P_{t,s}(q_t, V_t)$$

因此，当水库蓄水量一定时，发电流量越大则出力越大。

基于上述假设，水电站 t 时段的利润为

$$M_t = F_t(P_t)P_{t,s}(q_t, V_t) - C_{t,s}(q_t) \quad (6.1-4)$$

在式(6.1-4)中，水电站报价员所面临的唯一约束就是式(6.1-3)，它也是调度员在操作发电机过程中所面临的约束，假设调度员对该约束比较满意。水电报价员根据以下动态方程按照贴现后的利润现值最大化的原则选择发电流量

$$H = \sum_{t=1}^{T-1} [F_t(P_t)P_{t,s}(q_t, V_t) - C_{t,s}(q_t) + \alpha_{t+1}(V_{t+1} - V_t + q_t - I_t)] + F_T(P_T)Q_{T,s}(q_T, V_T) - C_{T,s}(q_T) + \alpha_T(V_T + q_T - I_T)$$

式中: α_{t+1} 为与方程有关的分离时间序列。控制变量的最优条件为

$$\frac{\partial H}{\partial q_t} = F_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} + \frac{\partial F_t}{\partial P_{t,s}} \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} N_{t,s} - \left(\frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t} + \alpha_{t+1} \right) \leq 0 \quad (6.1-5)$$

$$q_t \frac{\partial H}{\partial q_t} = 0 \quad (6.1-6)$$

式(6.1-5)和式(6.1-6)显示了每个小时发电流量的控制状况。式(6.1-5)中的 $P_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} + \frac{\partial F_t}{\partial P_{t,s}} \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} P_{t,s}$ 代表 t 时间内放水的边际收益; $\frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t} + \alpha_{t+1}$ 代表 t 时间内放水的边际成本; $\frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t}$ 可被视为放水量的边际成本和额外放水量的运行成本; α_{t+1} 可被视为水资源约束的影子价格, 它包含了当前放水量对将来净利润的影响, 也可被视为当放水约束减小一个单元时目标方程变化量的量度。因为 α_{t+1} 反映了现阶段水资源用于发电的机会成本, 所以将其包含在式(6.1-5)的边际成本中。将式(6.1-5)整理为

$$F_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} + \frac{\partial F_t}{\partial P_{t,s}} \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} P_{t,s} \leq \frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t} + \alpha_{t+1} \quad (6.1-7)$$

式(6.1-5)和式(6.1-6)是库恩-塔克最佳选择问题中的必要条件, 可将其解释为: 如果式(6.1-5)严格为负, 即在 t 时刻的放水边际收益小于边际成本(包括水资源约束的影子价格), 则式(6.1-6)恒成立, 并且在该时刻的放水量将为零; 否则水电调度员将会提高放水量至使式(6.1-5)恒成立并满足式(6.1-6)。对式(6.1-5)的等号右边进行整理可得

$$F_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} + \frac{\partial F_t}{\partial P_{t,s}} \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} P_{t,s} = F_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} \left(1 + \frac{1}{\eta} \right) \quad (6.1-8)$$

式中: η 为电力需求弹性。

将式(6.1-8)等号左边用式(6.1-7)等号右边的边际成本代替, 整理可得最佳选择问题为

$$F_t \frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} \left(1 + \frac{1}{\eta} \right) = \frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t} + \alpha_{t+1} \quad (6.1-9)$$

根据式(6.1-9)并考虑动态方程的影响后, 报价员将在放水率的边际收益等于其边际成本处确定机组的最佳出力(最佳发电流量), 此时即为水电最佳发电流量决策的必要条件。

5.1.2.3 单个水火电联合系统最佳经济调度必要条件

建立由1个水电厂和1个火电厂组成的简化水、火电联合供应系统, 并在前一小节中建立的决策模型的基础上建立该系统的经济调度模型, 用火电作为水电补充来修订模型可使模型中同时包括水力发电能与火力发电能(或其他形式的电能)。此时, 调度员能调度的能量总数为水电和火电的总和, 系统经济最优的目标方程为

$$M_t = F_t(P_t)[P_{t,s}(q_t, V_t) + P_{t,h}] - C_{t,s}(q_t) - C_{t,h}(P_{t,h})$$

调度员将以最大化 T 时间内的净收益总和为前提来决定各个时段水电出力(或最佳发电流量)与火电出力。定义 β_{t+1} 为与方程有关的分离时间序列, 决策动态方程为

$$H = \sum_{t=1}^{T-1} \{F_t(P_t)[P_{t,s}(q_t, V_t) + P_{t,h}] - C_{t,s}(q_t) - C_{t,h}(P_{t,h}) +$$

$$\alpha_{t+1}(V_{t+1} - V_t + q_t - I_t) + \beta_t(\bar{P}_t - P_{t,h})\} + F_T(P_T)[P_{T,s}(q_T, V_T) + P_{T,h}] - C_{T,s}(q_T) - C_{T,h}(P_{T,h}) + \alpha_T(V_T + q_T - I_T) + \beta_T(\bar{P}_T - P_{T,h}) \quad (6.1-10)$$

考虑最佳发电流量后最大化式(6.1-10), 得到一阶库恩-塔克条件

$$\frac{\partial H}{\partial P_{t,h}} = F_t + \frac{\partial F_t}{\partial P_{t,h}} P_{t,h} - \frac{\partial C_{t,h}}{\partial P_{t,h}} - \beta_t \leq 0 \quad (6.1-11)$$

考虑火电最佳出力后再最大化式(6.1-10)即可得产生火电最佳出力的一阶库恩-塔克条件

$$P_{t,h} \frac{\partial H}{\partial P_{t,h}} = 0 \quad (6.1-12)$$

使用内部分解方法可知在边际成本等于边际收益处应进行火力发电。再次使用内部分解法并结合式(6.1-11)和式(6.1-12)即得到等式

$$\frac{\partial H}{\partial P_{t,h}} = P_t \left(1 + \frac{1}{\eta} \right) = \frac{\partial C_{t,h}}{\partial P_{t,h}} + \beta_t$$

将火电最佳出力条件和水电最佳出力条件合并, 从而形成两者的边际收益与边际成本之比

$$\frac{\partial P_{t,s}}{\partial q_t} = \left[\frac{\partial C_{t,s}}{\partial q_t} + \alpha_{t+1} \right] / \left[\frac{\partial C_{t,h}}{\partial P_{t,h}} + \beta_t \right] \quad (6.1-13)$$

式(6.1-13)即为该系统水、火电最佳经济调度条件。

5.2 电力系统中水电站水库群联合优化运行

5.2.1 水电站水库群联合优化运行的任务和准则

大型电力系统中, 一般有几个甚至几十个不同调节性能的水电站联合运行, 形成一定程度互相协作, 共同调节径流, 共同调节电能, 这样一群联合工作的多个水电站和水库, 称为水电站水库群。根据流域中水电站水库的分布形式和有无水力联系的情况, 水库群分为串联式、并联式和混联式。处于同一条河流上、下游的梯级水库群, 各库的径流之间有直接的水力联系, 称为串联式水库群; 位于不同流域或不同河流或若干条支流上的水库群, 分别具有各自的集水面积, 无水力上的直接联系, 但处于同一电力系统工作, 有水利目标和电力电量上的联系, 称为并联式水库群; 兼有串联和并联形式的水库群, 称为混联式水库群。水库群中各水库通过电力或水力联系进行水库群之间以及水、火电之间的补偿调节, 包括径流补偿、库容补偿和电力补偿。

根据水文特性, 不同河流间, 或同一河流各支流间的水文情况有同步和不同步两种。利用两河(或支流)丰、枯水期的起讫时间不完全一致(即水文不同步)、最枯水时间相互错开的特点, 把它们联系起来, 共同满足用水或用电的需求, 就可以相互补充水量, 提高两河的保证流量。这种有水量联系的补偿称为径流补偿, 这也是利用水文条件的差别来进行的补偿, 故又称为水文补偿。

利用各水库调节性能的差异也可以进行补偿。以年调节水库和多年调节水库联合运行为例。如果将两个水库联系在一起研究调节方案, 设年调节水库工作情况不变, 则多年调节水库的工作情况要考虑年调节水库的工作情况, 一般在丰水年适当多蓄水, 枯水年份多放水; 在一年之内, 丰水期尽可能多蓄水, 枯水期多放水。这样, 两水库联合运行就可提高总的枯水流量。这种利用库容差异所进行的径流补偿, 称为库容补偿。

径流补偿和库容补偿属于水库群之间的补偿调节。通过水库群的补偿调节, 充分利用它们在水文特性和水库调节性

能上的差异,通过相互补偿尽可能协调来水和用水在时间上和地区分配上的不一致,将其季节电能转变为保证出力,提高水电站群的总保证出力与总发电量,增加水电站群工作的可靠性;可以提高水库的防洪标准,增加总的防洪效益;可以更充分地利用水电站的设备容量,减少弃水,提高水量利用率,增加替代火电容量的效益,提高电力系统运行的经济性。

在共同承担系统负荷的不同性能指标的发电厂或发电设备之间分配输出电力功率的方式,称为电力补偿方式。由于水电站的经济特性指标优越,通过电力补偿方式的选择,发挥水电的调峰能力而让火电机稳定运行,进而改善火电厂的运行工况,降低火电煤耗指标。

水库群联合调度应该以库群综合利用效益最佳为准则,根据各水库所处位置和特性,制定水库群的调度规则及调度图。实施中应正确掌握各水库蓄放水次序,协调水库的运行。对于水库群发电联合调度,水电站水库群是以同一时间各水电站出力之和来满足电力系统需求的,若按各电站单独发电效益最大准则来制定其运行方式,水电站群的总发电效益并不是最大的,而必须按水电站群的总发电效益最大准则来制定它们的联合运行方式,以充分发挥水库群的补偿调节作用,实现水库群运行的最优配合。对于水库群防洪联合调度,水库群承担下游区域的防洪任务,水库群的防洪,不仅要保证各水库的安全,还要利用串、并联水库的结构特点,发挥水库群的补偿调节作用,提高流域的防洪标准,并最大限度地利用洪水资源。

5.2.2 水库群防洪联合调度

从流域防洪系统来看,水库群是防洪系统的重要组成部分。水库群防洪是对各水库大坝工程和有防洪任务的区域在不同的洪水情况及组合条件下,确定各水库的合理蓄泄洪过程,有效地进行各水库之间的防洪补偿调节,以满足水库本身及防护对象的防洪要求和实现最大化洪水资源利用的目标。

水库群统一调节径流及调控洪水,共同承担兴利和防洪的目标。它们相互配合、互相补偿,统一调度可以达到最佳的联合运用效果,从而实现综合开发水资源和有效防治洪水灾害的目的。水库群防洪联合调度,必须根据水库下游防护对象的防护标准及防护控制点河道安全泄量,联合调控水库群中各水库,以达到下游的防洪要求。此外,当水库群遭遇设计标准洪水或校核标准洪水时,应保障各水库本身安全运行。原则上讲,对于并联水库群,各水库安全的调洪方式只须考虑其本身。对于串联水库群,由于上下梯级水库存在水

力联系,而且上下游水库水工建筑物的防洪安全标准可能不同,因此在制定各水库保坝安全的洪水调度方式时,要尽可能考虑到水库群的整体安全。位于上游的水库,在不影响本水库安全的原则下尽量拦蓄洪水,采用“先蓄后放”的调节方式。但是,当接到暴雨预报时,要提前放水腾出部分库容来拦蓄洪水,以保安全。下游的水库,应根据上游及区间的可能来水情况,保持较大的防洪库容。

5.2.3 水电站群联合发电优化调度

以发电为主的水库群联合调度,通常是以充分利用各种水文气象信息,采用有效的径流预报手段为基础;以充分利用各水库调节性能,合理安排水库的蓄泄方式为根本;以电网统一调度作保证;以梯级水库补偿调度、跨流域水库补偿调度、电网中水火电补偿调度等三大补偿调度为有效手段,在满足防洪和水库综合利用基本要求的前提下,达到电网水电系统整体运行发电效益最大的目标。总结我国电网中水库调度的实际经验,提高水库发电效益的具体措施就是做好各种与水库发电有关的补偿调度,而梯级水库补偿调度、跨流域水库补偿调度、电网中水火电补偿调度这三大补偿调度,则是提高水库发电效益的最为有效的手段。

由于梯级水库上下游来水的不同步、不同流域间水文的不同步及梯级各水库调节性能的不同,需要从充分利用水能的角度,通过梯级水库补偿调度、跨流域水库补偿调度、电网中水火电补偿调度,达到减少整个电网中水库的弃水量、提高运行水位、降低水库发电耗水率的目的。做好梯级水库的补偿调度的关键是保证和提高水库的中长期来水预报的准确性。只有在中长期趋势来水预报基本正确的前提下,合理安排梯级水库中大型水库的各时期控制水位的高低,才能取得巨大的水库发电长期效益;而对于短期来水预报而言,虽然预报准确率较高,但由于预见期很短,水库来不及作相应的调整,同时水库库容调蓄量有限,因此短期调度的效益远远比不上中长期调度的效益。

然而,在实际应用中,多数情况下中长期趋势来水预报的准确性往往不高,而其对水库发电效益的影响又非常显著,那么在现代技术水平条件下,目前较为成熟的较有效地解决这一难题的经验之一是执行滚动预报调度,即以长期计划作指导,以中期(月)计划作调整,以短期调度计划作实施。它既能保证各种计划的有效实施,又能弥补长计划考虑不足或预报不准,适应不断更新的信息处理。我国各电网水库调度部门大多采用滚动预报调度方法,只是在深度、广度上有所不同。



第2章 水电站及水库动力特性

1 机组段动力特性

在研究水电站厂内经济运行问题时，通常以机组段为基本研究单元。水电站机组段包括压力引水道、水轮机和发电机三部分。为直观起见，机组段动力特性常常采用二维曲线形象表示，所对应的动力特性曲线工程上习惯称为机组段动力特性曲线。

动力特性曲线一般以水头 H 为参变量，以输出功率 P 为自变量，分别以 P_m 、 Q 、 ΔP 、 η 、 \dot{q} 等动力指标为因变量绘制，并分别命名为相应地特性曲线，如输入功率特性 $P_m(P, H)$ 曲线、流量特性 $Q(P, H)$ 曲线、出力损失特性 $\Delta P(P, H)$ 曲线和流量微增率特性 $\dot{q}(P, H)$ 曲线。精确的水电站机组段动力特性曲线应由现场原型试验获得。但在大多数情况下都难以实现，甚至不现实。因此，在研究水电站厂内经济运行问题时，往往根据水轮机制造厂商提供的水轮机模型试验资料、发电机效率关系及引水管道的设计资料进行换算得到。

1.1 机组段流量特性曲线绘制

以下介绍几种常用的水电站机组段动力特性曲线的绘制方法。

1.1.1 机组（段）流量特性曲线与出力损失特性曲线的绘制

根据所拥有基本资料的不同，水电站机组段流量特性曲线和出力损失特性曲线的绘制可有以下两种方法。

1.1.1.1 根据原型机组动力特性试验资料绘制

为开展经济运行，应积极组织原型机组动力特性试验，以获取更真实反映其动力特性的资料。根据所获得的不同机组（段）水头 H （无引水建筑物时为机组， $H=H_T$ ；有引水建筑物时为机组段， $H=H_d$ ）下的一系列机组引用流量 Q 及出力损失 ΔP 等试验计算数据资料，可直接绘制出水电站机组（段）流量特性 $Q(P, H)$ 曲线和出力损失特性 $\Delta P(P, H)$ 曲线，如图 6.2-1 所示。

1.1.1.2 根据水轮机综合运转特性曲线绘制

此处讨论利用模型试验资料及设计资料来绘制机组段特性曲线。绘制机组段特性曲线，一般需要以下资料：① 模型试验中水轮机综合运转特性曲线，即等效率曲线 H_1-N （ $\eta \approx C$ ）；② 压力引水道特性曲线 $\Delta H'_c-N$ ；③ 发电机组效率特性曲线 η_k-N 。假设某水轮机由模型试验数据，经整理并最终得到的综合运转特性曲线如图 6.2-2 所示。

(1) 加绘等流量曲线：

1) 取某一水轮机水头 $H_{ij}=C_j$ ，读取其与水轮机综合运转特性曲线上各等效率曲线 H_1-P （ $\eta=C$ ）的各交点处的出力 P_k 和效率 η_k （其中下标 k 为不同效率的编号）。

2) 计算各交点处所对应的流量 Q_k ，即：

$$Q_k = \frac{P_k}{9.81 H_{ij} \eta_k} \quad (6.2-1)$$

3) 作以 H_{ij} 为参数的流量曲线 $Q-P(H_{ij})$ 。

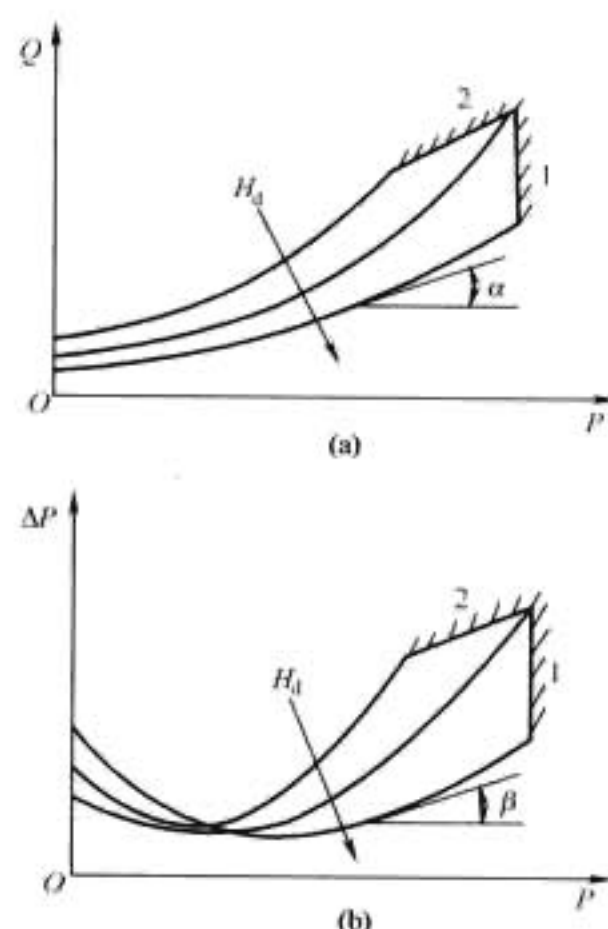


图 6.2-1 水电站机组段动力特性曲线
(a) 流量特性 $Q(P, H)$ 曲线；
(b) 出力损失特性 $\Delta P(P, H)$ 曲线

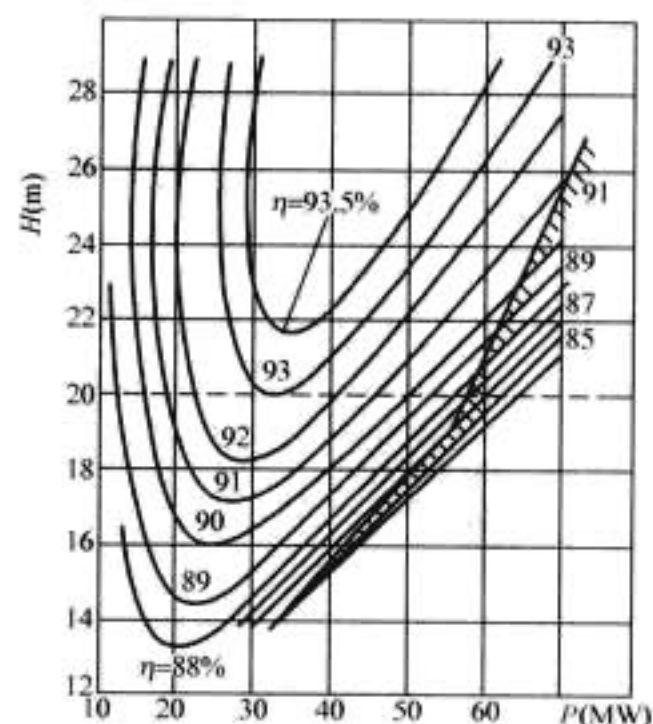


图 6.2-2 水轮机综合运转特性曲线

4) 对应于不同的 H_{ij} ，得到不同的流量特性曲线 $Q-P(H_{ij})$ ，将它们绘制于同一图中，如图 6.2-3 所示。

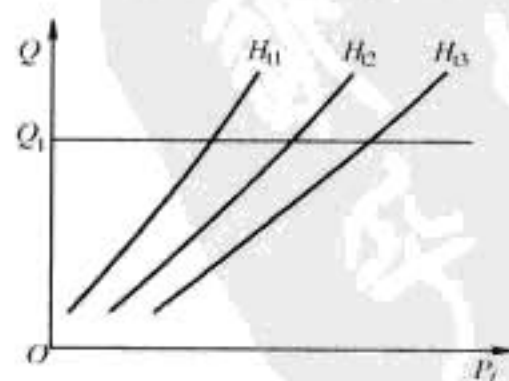


图 6.2-3 $Q-P(H_{ij})$ 曲线

5) 在曲线簇 $Q-P(H_{ij})$ 上作等流量线 $Q=Q_1$ 与等水头线相交，得到各交点处的水头 H_{ij} 和出力 P_j 。如此得到的一组 H_{ij} 和 P_j 值，即可在综合运转特性曲线上加绘一条 $Q=Q_1$ 的等流量线，依此方法可以绘制多条等流量曲线。

(2) 计算水轮机水头 H_t 。选取某一机组段水头 H_s ，再设定若干个流量值 Q_1, Q_2, \dots ，则由引水道水头损失特性曲线 $\Delta H'_c = A Q^2$ (系数 A 与引水道的几何尺寸、断面形状、内壁粗糙度有关) 或图 6.2-4 中的曲线 $\Delta H'_c - Q$ ，计算或查出相应的水头损失 $\Delta H'_{c1}, \Delta H'_{c2}, \dots$ ，于是，与上述流量对应的水轮机水头为

$$H_{tj} = H_{sj} - \Delta H'_{cj} \quad (6.2-2)$$

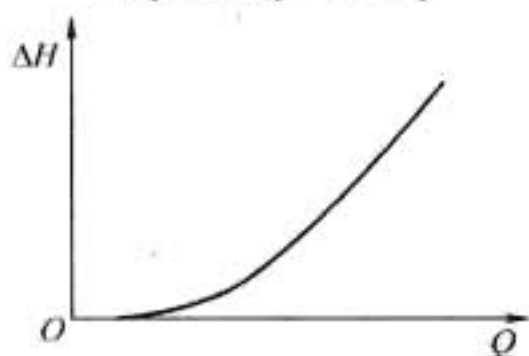


图 6.2-4 引水管道水头损失特性曲线

(3) 机组段流量特性曲线 $Q-P(H_s)$ 绘制:

1) 由 H_{t1} 和 Q_1 ，在水轮机综合运转特性曲线上找到相应的水轮机出力 P_{t1} 。

2) 由发电机效率关系曲线 $\eta_g - P$ 查出发电机的效率 η_{g1} ，计算发电机出力 P_1 为

$$P_1 = P_{t1} \eta_{g1}$$

对于不同的流量 Q_2, Q_3, \dots ，亦可以得到相应的发电机出力 P_2, P_3, \dots ，这样便可以根据在机组段水头 H_{s1} 下的各流量值 Q 和相对应的发电机出力 P ，绘制出一条以机组段水头 H_s 为参数的机组段流量特性曲线。并且，对于不同的机组段水头 H_s 亦有不同的机组段流量特性曲线 $Q-P(H_s)$ ，如图 6.2-5 所示。

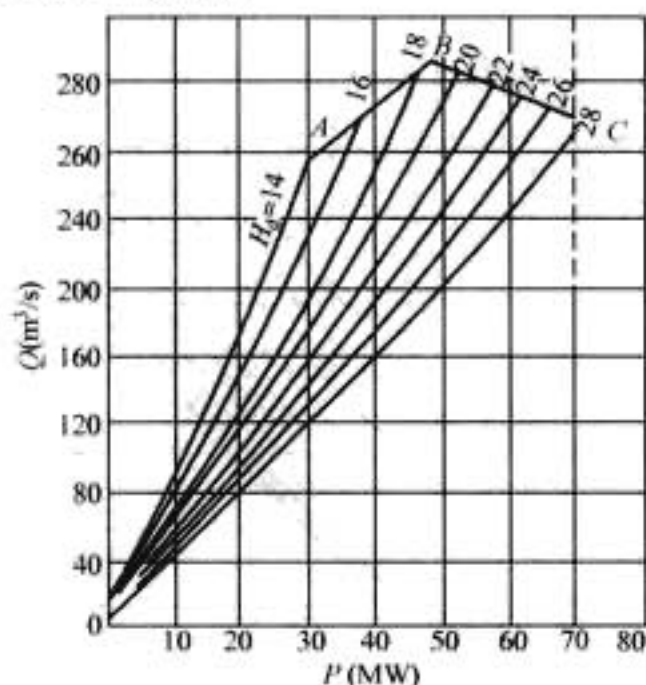


图 6.2-5 各种水头下机组段流量特性曲线

针对图 6.2-5，现作以下几点说明:

(1) 随着水头的增加，特性曲线下移，这可以从公式 $Q = \frac{P}{9.81 H_s \eta}$ 得到解释。

(2) 折线 ABC 是机组的出力限制线，其中 AB 段为水轮机出力限制线；而 BC 段则是发电机的出力限制线。

1.1.2 机组段流量微增率特性曲线 $\dot{q}-P(H_s)$ 的绘制

机组段流量微增率特性曲线是在机组段水头固定的条件下，流量对机组出力的一阶导数与机组出力的关系曲线，即

$$\dot{q} = \frac{dQ}{dP}$$

由上式似乎可以直接用流量特性曲线 $Q-P(H_s)$ 上各点切线的斜率来确定 \dot{q} 的值，然而由于曲线 $Q-P(H_s)$ 较为平直，使得切点不够明显，切线任意性大，所以一般不直接用 $Q-P(H_s)$ 来求 $\dot{q}-P(H_s)$ 曲线，而是采用功率损失特性曲

线 $\Delta P-P(H_s)$ 来计算流量微增率，其具体计算关系式为

$$\dot{q} = \frac{102}{H_s} \left(1 + \frac{d\Delta P}{dP} \right) = \frac{102}{H_s} + \frac{102}{H_s} \frac{d\Delta P}{dP}$$

上式中第一项 $\frac{102}{H_s}$ 为一常数；第二项 $\frac{102}{H_s} \frac{d\Delta P}{dP}$ 中的 $\frac{d\Delta P}{dP}$ 可以根据功率损失特性曲线 $\Delta P-P$ 上各点的切线斜率得到，其几何意义如图 6.2-6 所示。同时， $\frac{102}{H_s} \frac{d\Delta P}{dP}$ 在整个 \dot{q} 的表达式中，占有的比重很小，并且曲线 $\Delta P-P$ 的曲率又较大，从而使计算出的 \dot{q} 的值较为准确。

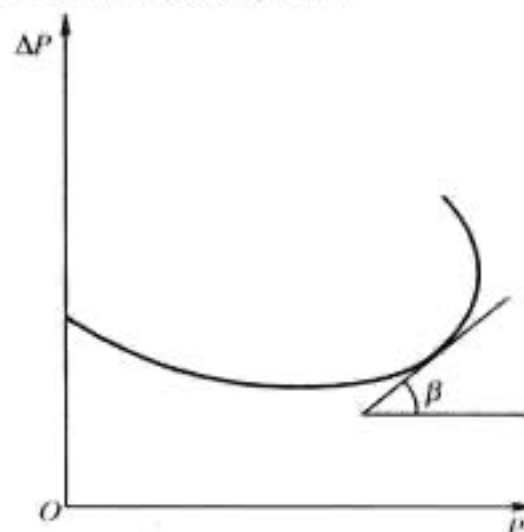


图 6.2-6 功率损失特性曲线

对于不同的出力 P ，可得不同的 \dot{q} 值，这样便可据以绘制出与该机组段水头 H_s 相应的一条流量微增率曲线 $\dot{q}-P(H_s)$ 。不同的机组段水头有不同的曲线 $\dot{q}-P(H_s)$ ，如图 6.2-7 所示。

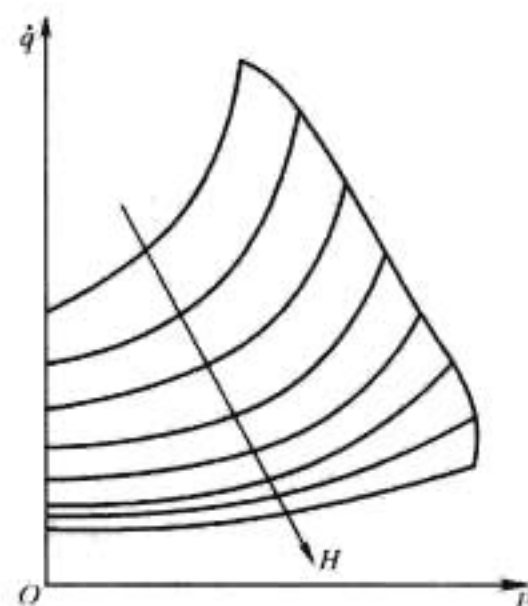


图 6.2-7 机组段流量微增率特性曲线

1.2 水电站的机动性及开停机耗水量

1.2.1 水电机组及水电站的机动性

水电机组及水电站在电网中运行，它们必须参与频率、功率的调节和事故控制。其参与上述三项任务的程度取决于水电机组和电站其他设备的机动性。

机动性是指动力设备的启动与停止的快慢及运行调节的速度及其范围。显然，启动方便迅速，调节速度快、范围广，则机动性好；反之机动性差。

水电机组和电站的机动性在电力系统中是最好的，机组自停运状态启动至带满负荷一般仅经历 3~5min，而停机过程则更短；至于调节范围，只要上游水位适度，来水充足，便可以方便地在机组容量允许的范围内迅速稳定地调节。这一特点是其他类型的发电机组和电站无法相比的。正是基于水电站的这一独特的优点，使得水电站在电力系统中通常都承担调频和事故备用等任务。

1.2.2 水电机组的开停机耗水

水电机组开机耗水量是指机组从静止状态开始,经启动到并网这段时间内所消耗的水量。对于水电机组,其空载流量有时高达机组额定流量的1/4。

水电机组停机过程中的水量消耗是指机组负荷降为零时开始,至导叶完全关闭这段时间内所耗用的水量。

因为水电机的机动性好,一般来说,其开停机耗水量相对很小,尤其是停机耗水量,往往可以忽略不计。

2 水电站水能动力特性

2.1 水电站生产过程

水电站利用水能,将其转换为电能并最终输送给用户使用的过程,可分为四个阶段:

(1) 水能获得阶段。由水电站水库和大坝汇集河川径流,抬高上游水位,集中河段落差,形成水头。

(2) 水能调节和传递阶段。水能由水库在时间上重新分配后,再由各种取水建筑物和设备输送至水轮机。

(3) 能量转换阶段。水流经过水轮机,从而将水流中蕴涵的水能转换为机械能,并带动发电机将机械能最终转换成电能。

(4) 电能输送阶段。通过各级输、变、配电设备转换电能参数,经电网将电能输配给用户使用。

在电能生产和输配过程各阶段必将伴随各种能量损失。在第一、二阶段有由于蒸发及渗漏的水量损失和各种取水建筑物与输入管道的水头损失而引起的水能损失;在第三阶段则有水电机组的机械能损失、电磁能损失和过流通道中的水力损失等组成的能量转换损失;第四阶段则有输配电能损失。

2.2 水电站水能动力特性与动力平衡

为了有效地利用水能发电,达到经济运行的目的,必须分析水电站生产过程中各种动能因素之间的变化关系和规律。

水电站水能动力特性是指水电站生产过程各阶段及其整体的输入能、输出能和能量损失之间,及它们与其他动力因素(如水电站引用流量、水头等)之间的各种变化关系。水电站的动力因素和动力特性以动力指标表示,并按照动力平衡原理分析计算,可用各种关系曲线或数值来描述。

水电站动力平衡是其生产过程各阶段及其整体的输入能、输出能和能量损失三者之间必须保持平衡的一种符合能量守恒定律的客观规律,可用不同动力指标组成的动力平衡关系式来表达。

水能有两个基本参数,即水头 H 和流量 Q 。在某种意义上讲,可以认为动力特性就是水头特性和流量特性,并且这两个参数之间相互影响。动力平衡反映了水电站能量的输入与输出规律,它表征了能量的转换特征。在生产过程中,所有的动力特性都是由动力平衡导出的,而动力平衡主要体现在出力平衡和电能平衡。

水电站的出力平衡是指单位时间内的能量平衡,即功率平衡。其基本平衡关系式可表述为

$$P_i = P + \Delta P$$

式中: P_i 为输入功率; P 为输出功率; ΔP 为功率损失。

水电站的电能平衡用来描述一段时间内的能量平衡,其基本平衡关系式为

$$E_i = E + \Delta E$$

式中: E_i 为输入能量; E 为输出能量; ΔE 为能量损失。

类似地,还可写出其他动力因素(如流量或水量、水头)的平衡关系式。

2.3 水电站动力指标

水电站动力指标是度量水电站生产过程中的能量、能量损失及与之有关的其他动力因素和评价水电站运行效益的一些物理量,是分析和描述水电站动力特性及水电站运行方式的基本工具。水电站的基本动力指标有绝对动力指标、相对动力指标和微分动力指标三类。值得注意的是这种分类是针对某一水头而言的。

2.3.1 绝对动力指标

用水能参数的绝对值来表示动力大小的指标叫做绝对动力指标,即是指以动力因素的基本单位表示的动力指标,它是评价水电站运行整体效益的基本指标。水电站常用的绝对动力指标有水头 H 、流量 Q 、输入功率 P 和输入能量 E 。

众所周知,水电站生产过程分为四个阶段,即集中能量(集中水量和水头)、输入能量、转换能量和输出能量。在这四个阶段中,水流的势能首先转换成机械能,然后再变成电能而输送给用户。

如图 6.2-8 所示,水电站生产过程中的各个阶段都存在不同程度的能量损失,并且前一阶段的输出能量亦等于后一阶段的输入能量。同时,就一个水电站而言,输入能量 P_{i1} 和输出能量 P_4 是已知的,于是生产过程中存在一下关系式

$$P_{i1} = P_1 + \Delta P_1, P_{i2} = P_1,$$

$$P_{i2} = P_2 + \Delta P_2, P_{i3} = P_2,$$

$$P_{i3} = P_3 + \Delta P_3, P_{i4} = P_3,$$

$$P_{i4} = P_4 + \Delta P_4,$$

$$P_4 = P_{i1} - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4$$

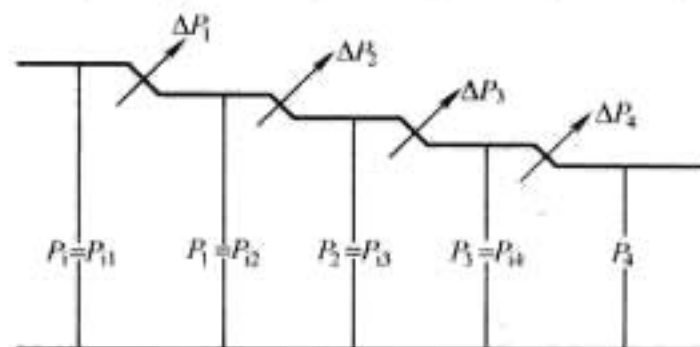


图 6.2-8 动力平衡示意图

因此,用绝对动力指标分析水电站生产过程的动力特性可以了解生产中各阶段能量的绝对变化情况,这种分析较为直观。

下面对水电站常用的几个绝对动力指标进行简单介绍。

2.3.1.1 水头 H

水头是构成水能的要素之一,是水电站所利用水流的含能性指标,其度量单位为米(m)。

水流的势能 P 与水头 H 和流量 Q 存在以下关系

$$P = 9.81QH\eta$$

式中: η 为效率。

由上式可知,水头是确定水电站出力与发电量的重要参数之一。然而,水电站在运行过程中,存在各种水头损失,从而使水电站存在能量损失,这降低了水电站的经济效益。因此,有必要分析研究水电站的水头特性。

以引水式水电站为例,其水头特性示意图如图 6.2-9,由图不难得到水电站水头平衡方程式为

$$H_i = Z_u - Z_d = H_s + \Delta H = H_t + \Delta H_c + \Delta H'_c$$

机组水头 H_s 是一个非常重要的参数。这是因为在研究

水电站厂内经济运行时,是以机组段为单元来进行分析处理的。

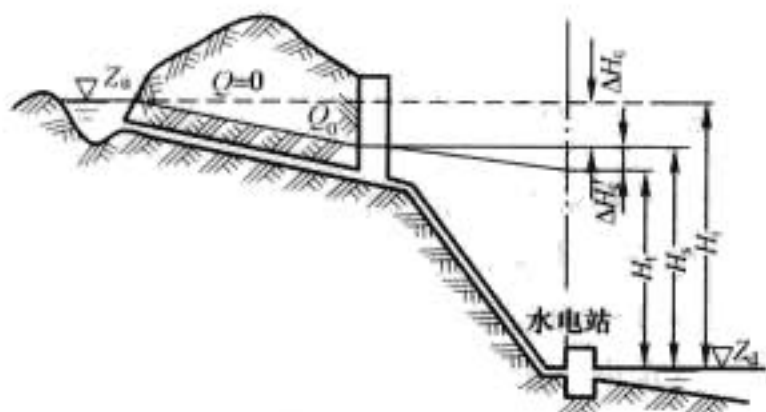


图 6.2-9 水电站水头示意图

水轮机水头 H_t 是直接作用在水轮机转轮上的水头。

引水建筑物一般是指进水口、拦污栅、隧洞和调压室(或明渠、压力前池)等。水流流经上述建筑物时,由于存在摩擦与局部阻力而造成水头损失 ΔH_c 。

压力引水管中的水头损失 $\Delta H'_c$ 是由于水流流经压力水管时,管道沿程中的摩擦和局部阻力而造成的水头损失。

引水建筑物和压力水管中的总的水头损失为

$$\Delta H = \Delta H_c + \Delta H'_c$$

根据水力学中的有关理论,总水头损失 ΔH 可以用以下关系式近似计算

$$\Delta H = A Q^2$$

式中的系数 A 可通过水力计算、实测或由设计资料直接提供; A 的大小取决于引水建筑物和压力水管内壁的粗糙度、断面形状、尺寸、局部摩阻等诸多因素的影响。

2.3.1.2 流量 Q

流量的度量单位为米³/秒 (m^3/s)。径流是水能的载体,是水能的另一要素。水电站流量是水能需耗量的定量指标。当水电站水头 H 一定时,流量 Q 的大小反映单位时间内输入水电站的能量,即输入功率 $P=9.81HQ$ 。

2.3.1.3 功率 P

输入功率、输出功率(出力)、功率损失,度量单位为千瓦(kW)、兆瓦(MW)或万千瓦(万kW)。三者之间的关系可用前述功率平衡关系式表示。

2.3.1.4 能量 E

输入能量、输出能量(发电量)、能量损失。度量单位为千瓦时($kW \cdot h$)。三者之间的关系可用前述能量平衡关系式表示。

2.3.2 相对动力指标

相对动力指标又称为单位动力指标,是评价水电站生产过程“物质含量”的重要效益指标之一。在工程实际中,为了比较各水电机组之间性能的优劣及运行工况的好坏,往往采用相对动力指标。常用的相对指标有效率特性($\eta-P$)和单位耗功率特性($q-P$)。

2.3.2.1 效率特性 ($\eta-P$)

效率定义为输出功率 P 与输入功率 P_i 之比,即

$$\eta = \frac{P}{P_i}$$

生产过程中,各阶段的生产效率分别是

$$\eta_1 = \frac{P_1}{P_{i1}}, \eta_2 = \frac{P_2}{P_{i2}}, \eta_3 = \frac{P_3}{P_{i3}}, \eta_4 = \frac{P_4}{P_{i4}}$$

于是,电厂的总效率为

$$\eta = \frac{P_4}{P_{i1}} = \frac{P_1}{P_{i1}} \frac{P_2}{P_{i2}} \frac{P_3}{P_{i3}} \frac{P_4}{P_{i4}} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 = \prod_{j=1}^4 \eta_j$$

2.3.2.2 单位耗功率特性 ($q-P$)

单位耗功率是指输入功率与输出功率之比,即

$$q = \frac{P_i}{P}$$

水电厂生产过程中,单位耗功率为

$$q = \frac{P_{i1}}{P_4} = \frac{P_{i1}}{P_1} \frac{P_{i2}}{P_2} \frac{P_{i3}}{P_3} \frac{P_{i4}}{P_4} = q_1 q_2 q_3 q_4 = \prod_{j=1}^4 q_j$$

工程上,通常把在某一水头下水电机组发出的单位功率(1kW)在单位时间(1s)内所消耗的水量叫做机组的单位耗水率,即

$$q_0 = \frac{Q}{P}$$

效率 η 与单位耗水率 q_0 互为倒数,即

$$\eta q_0 = 1$$

相对动力指标在生产中对动力特性进行分析比较时是非常有用的。

2.3.3 微分动力指标 $\dot{q}-P$

绝对动力指标的微增量的比值即是微分动力指标,工程上习惯称之为微增率。这是对水电站运行方式更加敏感的指标。微增率特性在实行厂内优化运行和电力系统优化运行调度中是很有用的。

常用的微分动力指标是耗水微增率,其定义为

$$\dot{q} = \frac{dQ}{dP}$$

2.4 水电机组的典型动力特性

在动力平衡基础上可以获得描述水电机组的各种动力特性,这些动力特性反映了水电生产过程中能量变化及损失的情况。

在某一水头下,一般有五种典型的动力特性曲线,即功率损失特性曲线、功率特性曲线、效率特性曲线、耗水率特性曲线和微增率特性曲线,如图 6.2-10 所示,在这些特性曲线上,共有五个特征工况点,它们从不同的角度表征了曲线的形状和范围。这些特征工况点对于分析研究水电站运行而言,是非常重要的。

2.4.1 功率损失特性曲线 $\Delta P-P$

在机组动力特性曲线中,功率损失特性曲线是基本的特性曲线。当机组的功率损失已知时,其他动力特性即可以相应地得到。

功率损失特性曲线可以由试验得到。对于混流式机组:在空载时导叶开度很小,与正常工况相差很大,这时工作轮进口处会有涡流产生,消耗较大的能量;在导叶开度增大到正常工况时,功率损失反而减少。当负荷继续增加到某一值,功率损失先达到最小值 ΔP_{\min} (功率损失最小点并非效率最高点,关于这点,可以从图 6.2-10 中或从功率损失和效率的定义清楚地分析出来);此后,随着负荷的增加,功率损失亦相应的增加。

轴流转桨式机组则不同,当其负荷大于某一值时,轮叶角度与导叶开度存在一定的协调关系,故功率损失较之混流式机组小。但在空载和小负荷时,仍然存在较大的功率损失。

功率损失特性曲线 $\Delta P-P$ 如图 6.2-10 (a) 所示。在曲线上有三个特征工况点,它们是空载工况点 1、最小功率损失点 2 和水轮机最大出力点 4。从整个曲线上看,从点 1 到点 2,随着负荷的增加,功率损失反而相应地减小;而自点 2 到点 4,情况则恰恰相反,功率损失随负荷的增加而增加;点 4 以后,增加输入功率,机组出力反而减小。因此,点 4

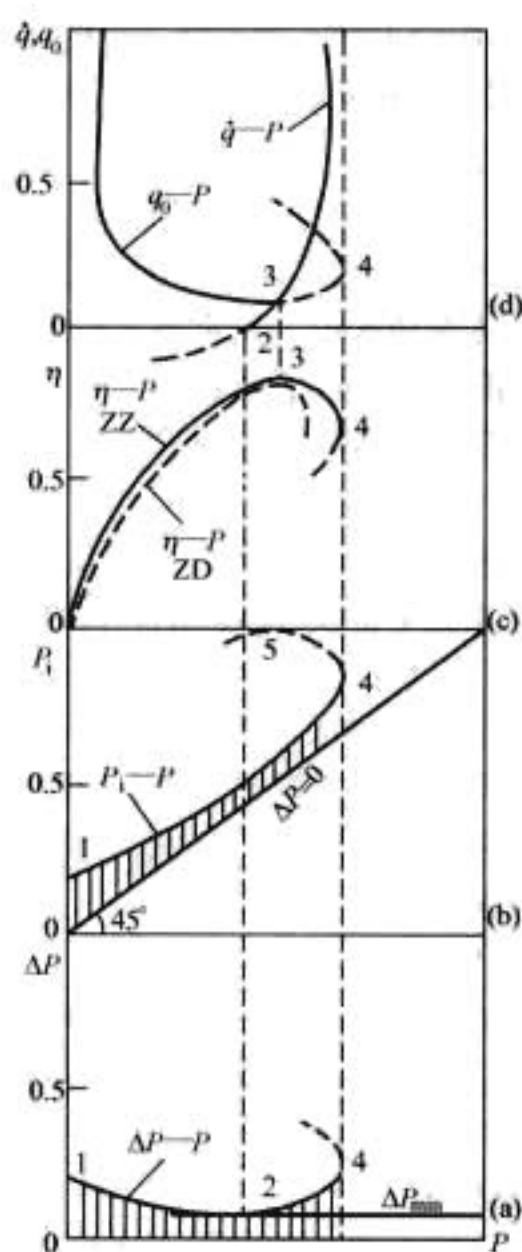


图 6.2-10 机组动力特性曲线

以后不应再增大导叶开度，即不可再增加输入功率以减少不必要的功率损失。

2.4.2 功率特性曲线 P_i-P

根据众所周知的公式

$$P_i = 9.81QH$$

$$P_i = P + \Delta P$$

功率特性曲线在工程上又叫做流量特性曲线，它反映了输入功率与输出功率之间的关系。功率特性曲线可以通过测量输入水头 H 和流量 Q 以及机组出力 P 而获得。工程中以流量特性曲线 $Q-P$ 表示功率特性曲线更为直观，更为实用。特别是电力生产优化调度中，使用十分方便。

图 6.2-10 (b) 表示的是功率特性曲线。由图可知，当功率损失为零时，机组效率亦为 100%，即 $P_i = P$ ，此为一条与横轴出力 P 呈 45° 的直线。事实上，功率损失 ΔP 不可能是零，于是将曲线 $\Delta P-P$ 与 $P_i = P$ 叠加（这是因为 $P_i = P + \Delta P$ ），即可得到实际的功率特性曲线 P_i-P 。该曲线上亦有三个特征工况点，点 1 为空载点，点 4 是水轮机最大出力点，而点 5 则是水轮机的最大过流量点。从图 6.2-10 (b) 中可以看出，最大过流点 5 并非最大出力点，在点 5 工况下，水流流态紊乱，其功率损失非常大。

2.4.3 效率特性曲线 $\eta-P$

图 6.2-10 (c) 中绘制的是机组效率特性曲线，它表示机组效率 η 与出力 P 之间的动力关系。不同类型的机组，效率特性曲线也不尽相同，轴转桨式水轮机 (ZZ) 因其叶轮与导叶之间存在协调关系，使其效率高于轴定桨式水轮机 (ZD) 的效率。

根据定义

$$\eta = \frac{P}{P_i}$$

或

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{\Delta P}{P}}$$

可以方便地绘制出效率特性曲线。

效率特性曲线上，工况点 3 是最大的效率点，点 4 则是最大出力工况点。

2.4.4 耗水率特性曲线 q_0-P

耗水率特性曲线 q_0-P 如图 6.2-10 (d) 所示，它由下式

$$q_0 = \frac{P_i}{P}$$

或

$$q_0 = 1 + \frac{\Delta P}{P}$$

计算而绘制得到。

当水头一定时，输入功率 P_i 可以用流量来代替，为此耗水率又可以定义为

$$q_0 = \frac{Q}{P}$$

耗水率特性曲线上有两个特征工况点，其中点 3 为最小耗率点，而点 4 则为最大出力点。从图 6.2-10 (d) 中可知，效率最高点也就是耗水率最小点，即是说效率与耗水率互为倒数。

2.4.5 微增率特性曲线

微增率特性曲线是一种微分曲线，微增率 \dot{q} 是机组引用的工作流量对出力的导数，可按下式计算

$$\dot{q} = \frac{dP_i}{dP} = \frac{d(P + \Delta P)}{dP} = 1 + \frac{d\Delta P}{dP}$$

或者

$$\dot{q} = \frac{dQ}{dP} = \frac{1}{9.81H} \left(1 + \frac{d\Delta P}{dP} \right)$$

式中： $\frac{d\Delta P}{dP}$ 的值为曲线 $\Delta P-P$ 上各点的斜率，从而可以获得 $\dot{q}-P$ 曲线，如图 6.2-10 (d) 所示。

曲线 $\dot{q}-P$ 与曲线 q_0-P 的交点 3 即为最大效率点或耗水率最小点。这可以结合曲线 $\Delta P-P$ 的分析来加以说明。

在点 1 与点 2 之间 $\frac{d\Delta P}{dP} < 0$ ，故 $\dot{q}_{12} < 0$ ；而在点 2 与点 4 之间，由于 $\frac{d\Delta P}{dP} > 0$ ，故 $\dot{q}_{24} > 0$ ；对于点 2， $\frac{d\Delta P}{dP} = 0$ ，即 $\dot{q}_2 = 0$ ；而点 4 处， $\frac{d\Delta P}{dP} = \infty$ ，也就是说 $\dot{q}_4 = \infty$ ；在点 3 处，

$$q_0 = \frac{P_i}{P}, \text{ 即 } P_i = q_0 P, \text{ 则 } \dot{q}_3 = \frac{dP_i}{dP} = \frac{dq_0 P}{dP} = \frac{dq_0}{dP} P + q_0,$$

又由于 q_0 最小，可以认为 $\frac{dq_0}{dP} = 0$ ，因此

$$\dot{q}_3 = q_0$$

上式所表示的关系，其几何表示如图 6.2-10 (d) 所示。

上述五种特性曲线是机组最基本的动力曲线。对于一个具体的水电站，一般都有多台机组，并且各机组的型号规格也不尽相同，因此它们的特性曲线也就不同，且即使是同一型号规格的机组，由于制造、安装、检修，以及服役、停役的经历不同，其特性曲线也是不同的。在要求严格的条件下，必须充分考虑到这一点，以使水电站、水电机组在最优工况下运行。

功率特性曲线只在研究动力平衡时使用，在讨论厂内经济运行时往往利用流量曲线和微增率曲线，并且随着计算机技术的发展，流量特性曲线使用得更为广泛，更为方便。

3 水库特性及其特征参数

3.1 水库的面积特性与容积特性

3.1.1 水库的面积特性 $Z-S$

由于水库所在河谷的平面形状不同,使得水库的水面面积随水库水位的变化而变化。水位等高线和大坝轴线所包围的面积叫作水库在该水位时的水面面积。显然,随着水位的升高,水面面积亦相应地增加。图 6.2-11 表示水库水位与水面面积的关系曲线。

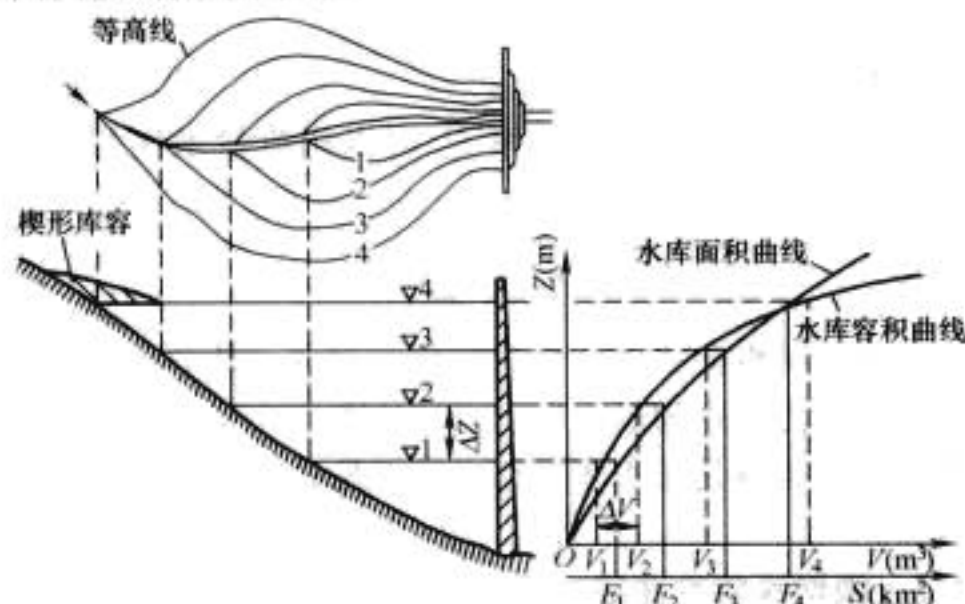


图 6.2-11 水库面积曲线与水库容积曲线示意图

3.1.2 水库的容积特性 $Z-V$

水库的容积特性是指水库水位与容积之间的关系曲线。它可以根据水库的面积特性曲线来推算。每相邻两水位等高线之间水层的容积为

$$\Delta V = \frac{1}{2} (S_1 + S_2) \Delta Z$$

精确地表示,可以写成

$$\Delta V = \frac{1}{3} (S_1 + \sqrt{S_1 S_2} + S_2) \Delta Z$$

式中: S_1 、 S_2 分别表示相邻两水位等高线所对应的水库水面面积; ΔZ 表示两等高线之间的高程差。

从水库库底高程 Z_0 起,逐层向上累加,即可得到每一水位 Z 以下的水库的总容积

$$V = \sum_{Z_0}^Z \Delta V$$

这样绘制的水库水位与容积关系曲线 $Z-V$ 如图 6.2-11 所示。

水库水面面积和水库容积是水库的静特性,计算中假定了水库水面是水平的。实际中,当水库有入流时,库面有回水曲线,使库尾水位高于坝前水位,因回水产生的库容称为楔形库容,与其下面的静库容之和称为动库容。计入动水影响的水库面积和水库库容为水库的动水特性。一般情况下,使用静水特性已满足要求,然而在分析水库淹没与浸没时,则必须计及回水的影响。此外,对于低坝水库,因回水库容所占比例较大,也必须考虑动水特性。

3.2 水库的特征水位

水库运行中,其水位和蓄水容积会随着水库蓄泄而发生变化。为使水库完成兴利和防洪的任务,规定了一些起控制性作用的水位和容积,即特征水位和特征容积。它们在水库的设计和运行中具有非常重要的作用。

3.2.1 死水位

水库死水位是指满足兴利要求,在正常运行条件下,水库调度允许消落的最低水位。死水位以下的库容称为死库容。一

般情况下,死库容中的水是不利用的,它保证水电站有一定的工作水头,满足其他兴利要求并考虑水库淤积等要素。

3.2.2 正常蓄水位

水库正常运行时,满足设计兴利要求在供水开始时蓄到并能保持的水位称为正常蓄水位,有时也称作正常高水位、设计蓄水位或最高兴利水位。正常蓄水位与死水位之间的水层深度称为水库消落深度或工作深度。与之对应的库容称为兴利库容或调节库容,也叫有效库容。

3.2.3 防洪限制水位

在汛期,因防洪要求限制水库兴利而允许充蓄的上限水位称为防洪限制水位,也是设计条件下的水库防洪起调水位,因此又称作汛前水位。汛期前,应预先腾出一定的库容以备拦蓄洪水。显然,防洪限制水位一般低于正常蓄水位,它可以根据洪水特性和防洪要求,在汛期的不同时段分期拟定。正常蓄水位与防洪限制水位之间的库容,是防洪与兴利共同使用的结合库容。

3.2.4 防洪高水位

水库承担下游防洪任务时,基于下游防洪项目要求而确定的坝前最高水位称为防洪高水位。防洪高水位与防洪限制水位之间的库容称作防洪库容。

3.2.5 设计洪水位

设计洪水位是指水库从防洪限制水位起调,拦蓄大坝设计标准洪水时,坝前达到的最高水位。

3.2.6 校核洪水位

校核洪水位又称非常洪水位:它是在遇到大坝校核标准洪水时,坝前水库达到的最高水位,即水库设计时预计到的可能出现你的最高库水位;它与防洪限制水位之间的库容叫做调洪库容,在该水位以下的全部库容就是水库的总库容。

图 6.2-12 表示出了一个水库的各个特征水位和相应的库容关系。

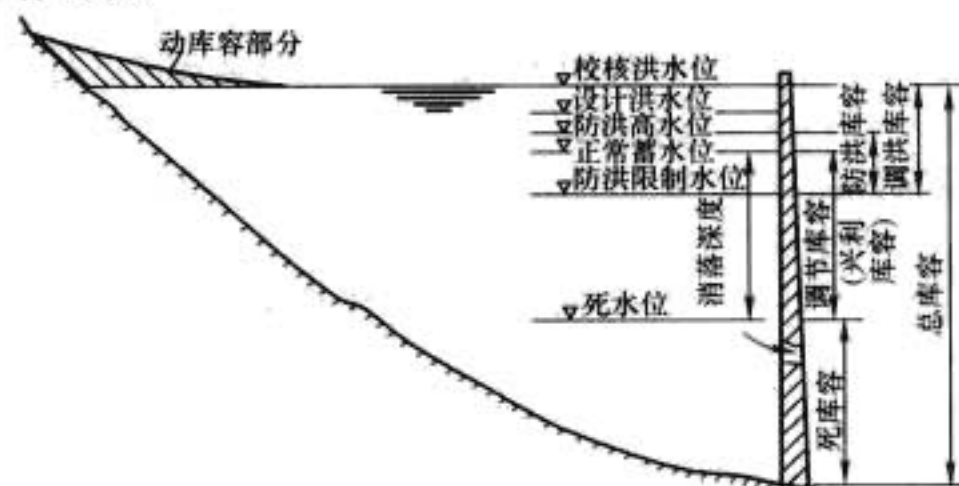


图 6.2-12 水库各特征水位及库容示意图

4 流域梯级水力电力联系

在流域中沿一条河流选择若干坝址,兴修一系列水利水电枢纽工程,每座坝抬高的水位连接上一级枢纽的尾水,形成阶梯状的整体,这种开发方式称为梯级水电开发方式。这些梯级水电站间不仅存在电力联系,而且存在水力联系,上一级水电站发电用水或弃水经一定延时将会影响下级各水电站的发电和弃水,而下级水电站的水库调节能力和过水能力的限制又反过来影响上级各水电站的用水计划。

对于位于同一条河流上的梯级水电站,彼此之间存在着不可分割的水力联系。梯级水电站间的水力联系包括流量联系和水头联系。

4.1 梯级水电站间的流量联系

梯级水电站的下泄流量,除自身水库的供水流量外,还

包括来自上游水电站的下泄流量和与上游水电站之间的区间流域的天然来水流量。如果上游水电站的下泄流量需要经历较长的流程才能抵达下一级,则必须考虑上游来水流量的时间滞后性。水流流达时间对短期负荷优化分配的影响是梯级水电站独有的特点。如图 6.2-13 所示的梯级水电站由两个水电站组成。

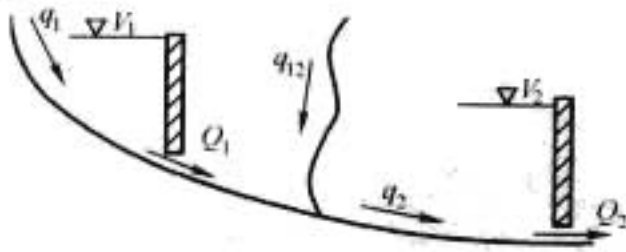


图 6.2-13 梯级水电站示意图

在任意 t 时段下游水库来水流量 q_2 可表示为:

$$q_2(t) = q_{12}(t) + e^{\alpha} q_1(t - \tau) - \frac{dV_1(t - \tau)}{dt}$$

式中: q_1 表示上游水库的来水; V_1 表示上游水库蓄水量; q_{12} 表示上游水库与下游水库之间的区间来水; e^{α} 表示坦化系数, α 是一个变化的参数, 根据河道和电站的具体情况加以确定; τ 表示两水电站间的水流流达时间。

一般情况下, 随着梯级水电站之间的衔接方式不同, α 和 τ 将取不同的值。对于重叠式和连接式衔接的水电站, 由于上一级水电站的下游直接和下一级水电站水库的入口相连, 或建在山区河道上的两个梯级水电站, 它们间的距离不大, 而且上游水电站的下泄流量波速很大, 此时可认为上一级水电站的下泄流量即为下一级水电站水库的入库流量, 即 $\alpha=0$, $\tau=0$, 坦化系数为 1。但对于间断式衔接的水电站, 上一级水电站的泄流量作为放水波以某一速度向下游传播, 需经历一定的水流时滞才能到达下游水库; 同时, 下泄流量在向下游传播的过程中, 还会出现流量过程线的峰值流量减少, 波底拉长, 即所谓的坦化变形现象, 如图 6.2-14 所示。对这一现象的定量分析计算较为困难, 在实际应用中可对坦化系数先进行粗略估计, 然后通过实际观测来对其加以检验比较和修正, 以使其较好地与实际情况相接近。

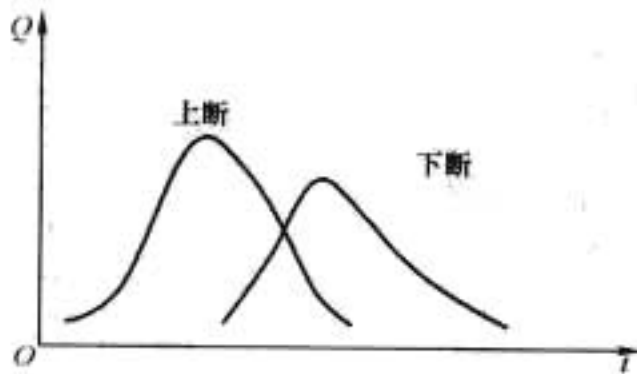


图 6.2-14 流量过程的坦化变形

对确定的梯级水电站, 流达时间 τ 不是一个常数, 它与上游水电站的下泄流量 Q_1 和下游水电站的水库存水量 V_2 有关, 可表示为

$$\tau = \tau(Q_1, V_2)$$

但在制定梯级水电站的优化运行方案时, 可认为 τ 为常数 (或不同时期不同情况取为不同的常数)。在实际应用中 τ 的具体数值应由现场观测或模型试验来确定, 也可由下式简化计算得到

$$\tau = \frac{L}{\mu \sqrt{2gH_{cp}}}$$

式中: L 为两电厂间的距离; g 为重力加速度; H_{cp} 表示河槽平均深度 (水深); μ 为与河床的粗糙率有关的系数。

4.2 梯级水电站间的水头联系

梯级水电站的上游水位如果与其上游水电站的下游水位直接相衔接, 则因下游水库的回水淹没作用, 而抬高上游水电站的下游水位, 使上游水电站的水头发生变化。梯级相邻两水电站间的水位、水头联系程度可用上级水电站的水头衔接系数 K_{i-1} 来表示, 即

$$K_{i-1} = \frac{\partial Z_{ui}}{\partial Z_{di-1}}$$

式中: Z_u 、 Z_d 分别表示上游水位和下游水位; i 、 $i-1$ 分别表示相邻梯级水电站的下级水库和上级水库。

由于水电站下游水位与流量有关, 而且有水头联系时, 下游水位又是下级水电站的上游水位的函数, 即

$$Z_{di-1} = Z_{di-1}(Q_{i-1}, Z_{ui})$$

所以水头衔接系数又可表示为

$$K_{i-1} = \frac{\partial Z_{di-1}}{\partial Z_{ui}} = K_{i-1}(Q_{i-1}, Z_{ui})$$

水头衔接系数表示当下游水电站水库水位变化时引起上游水电站下游水位变化的程度, 取值范围介于 0 和 1 之间, 根据其具体取值的大小, 可分为重叠式、间断式和连接式三种衔接方式。

(1) 重叠式衔接。当衔接系数为 1 时, 表示下游水电站的上游水位就是上游水电站的下游水位。

(2) 间断式衔接。当衔接系数为 0 时, 表示相邻两级水电站间水位、水头变化互不相关。

(3) 连接式衔接。当衔接系数在 0~1 之间时, 表示下游水电站的水库水位由于回水影响与上游水电站的下游水位衔接, 但不完全重叠。

值得注意的是, 梯级间衔接形式是随着水电站运行情况和季节的变化而发生变化的, 同一个梯级有时是这种衔接形式, 另一时期则可能成为另一种衔接形式。

第3章 水轮发电机组运行

1 概述

1.1 水轮发电机组的基本知识

1.1.1 水轮发电机组的运行原理

水轮发电机组的转子和定子是水能转化为电能的主要部件。水电站通过挡水建筑物壅高水位，或利用河道本身的地形特点“截弯取直”，从而形成水电站前后的水位差，称为毛水头。通过水电站的引水系统，水电站具有的水位差能量，即位能，转化为压能和动能。压能和动能通过水轮机叶片转化为机械能。机械能由机组的大轴传递给发电机。发电机定子和转子磁场相对运行，磁力线切割，在电磁转化规律的作用下，发电机将机械能转化为电能。

反击式水轮发电机组一般由蜗壳、导水机构、转轮、尾水管、主轴、发电机转子、发电机定子、机架、推力轴承和导轴承等部件构成。水流由引水管流入蜗壳，在蜗壳的指引下，均匀地流过导水机构进入转轮室。水流在转轮室推动转轮旋转，使水能转化为机械能。机械能通过主轴传递给发电机，通过发电机转化为电能，如图 6.3-1 所示。机架和推力轴承是机组的支撑部件。导轴承则起到引导转子系统旋转的作用。

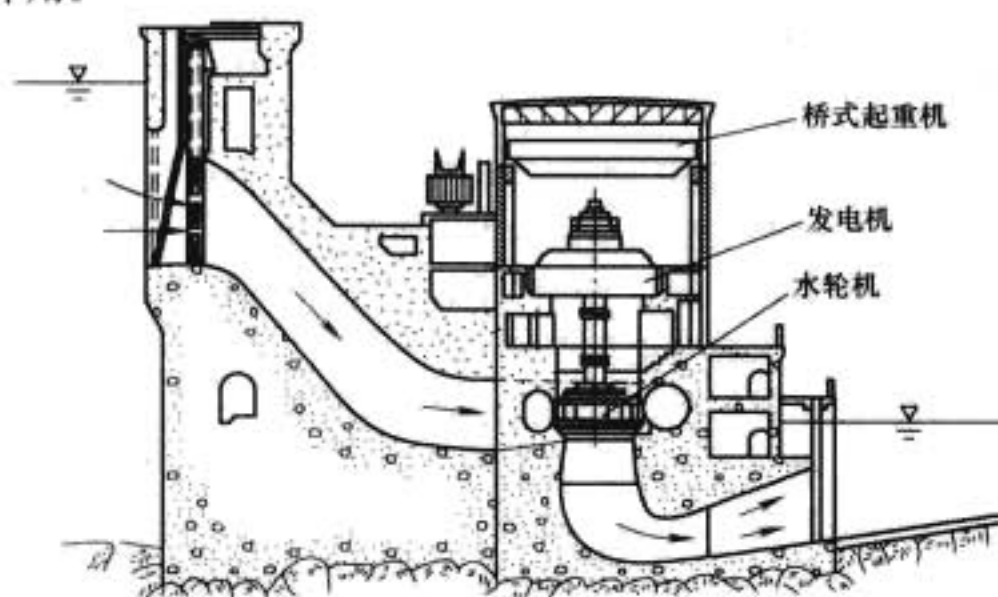


图 6.3-1 反击式水轮发电机组的运行原理图

冲击式水轮发电机组一般由引水管、喷管、折流板、转轮、机壳和尾水槽组成。高压水流由引水管引入喷管后，经过喷嘴将水流的势能转变为射流的动能，高速水流冲击做功后，自由落入尾水槽流向下河道，如图 6.3-2 所示。

1.1.2 水轮发电机组的类型

按轴线位置布置的不同，水轮发电机组可分为立式和卧式两种机组形式。一般而言，反击式机组采用立式布置，贯流式机组和大多数斗叶式机组采用卧式布置。

根据推力轴承位置的不同，立式布置的水轮发电机（见图 6.3-3）分为悬式和伞式两种。

悬式水轮发电机的推力轴承位于发电机转子上部的上机架上或上机架中。悬式水轮发电机组可分为三支点悬式机组和两支点悬式机组。三支点悬式机组包括上导、下导和水导三个导轴承，适用于中小型机组和转速在 200r/min 以上的大型机组。两支点悬式机组则取消了下导轴承和下机架。

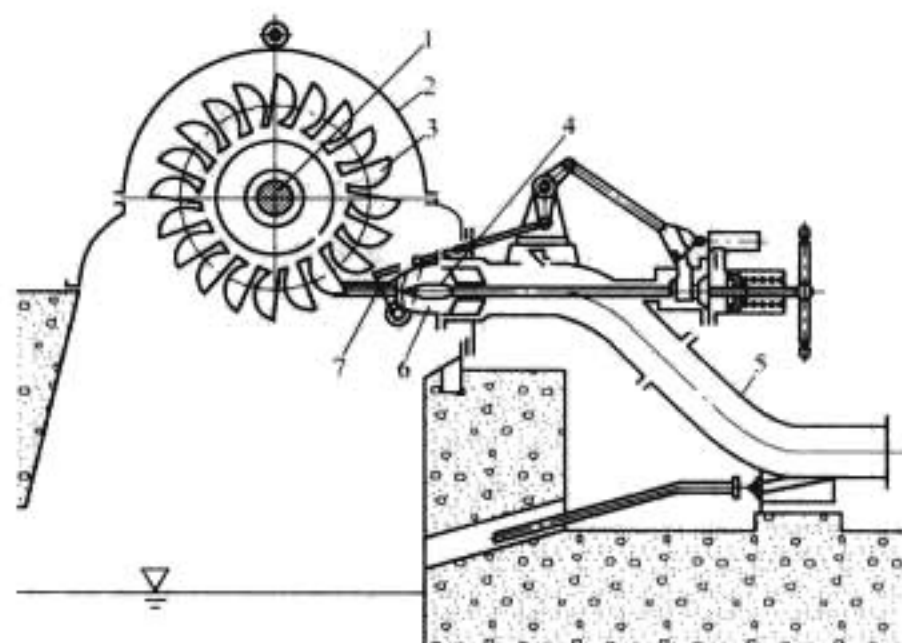


图 6.3-2 冲击式水轮发电机组的运行原理图

1—主轴；2—机壳；3—转轮；4—喷嘴；
5—压力钢管；6—喷嘴；7—射流

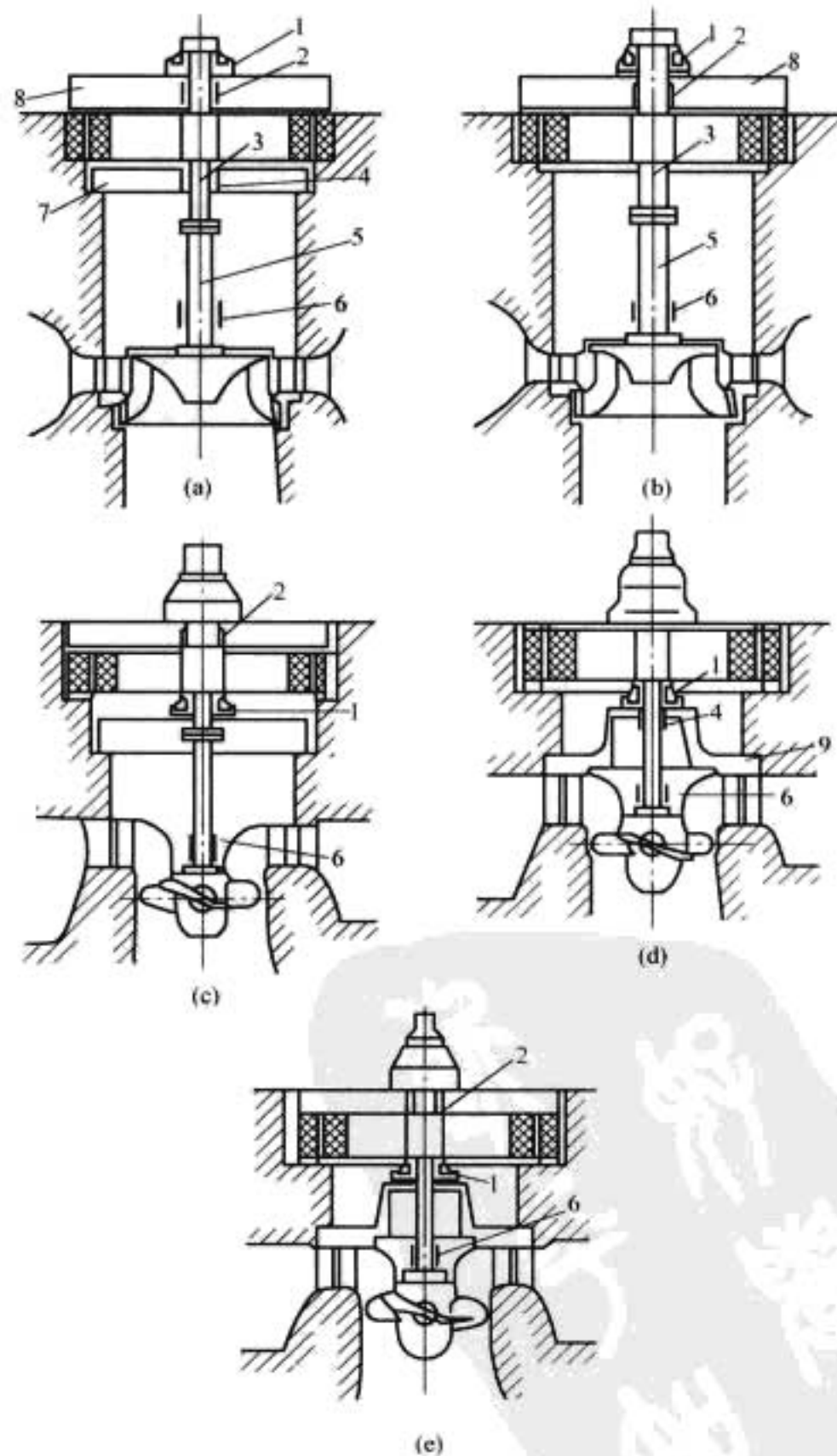


图 6.3-3 立式机组布置类型图

1—推力轴承；2—发电机上导轴承；3—发电机轴；
4—发电机下导轴承；5—水轮机主轴；6—水轮机
导轴承；7—发电机下机架；8—发电机上机架；9—顶盖

伞式发电机的推力轴承位于转于下部的下机架中,或用支架支承在水轮机顶盖上。伞式发电机又可分为普通伞式(其上、下导轴承分别位于上、下机架中),半伞式(只有上导轴承,它布置在上机架中,无下导轴承)和全伞式(只有下导轴承,它布置在下机架中,无上导轴承)。发电机的上导轴承和推力轴承可设置在同一油槽中,亦可分开设置。

传统的观点认为,悬式机组的运行稳定性要优于伞式机组。但是,近年来,水轮发电机组的尺寸和重量都急剧增长,出于减小跨距、减轻支承部件结构的目的,水电站的设计者多采用了伞式机组。同时,伞式机组高度小,机组制造的耗材量小,对厂房高度要求也比悬式机组低。因此,伞式机组在经济性上讲要优于悬式机组。

常见的卧式机组包括贯流式机组和斗叶式机组,分别如图 6.3-4 和图 6.3-5 所示。

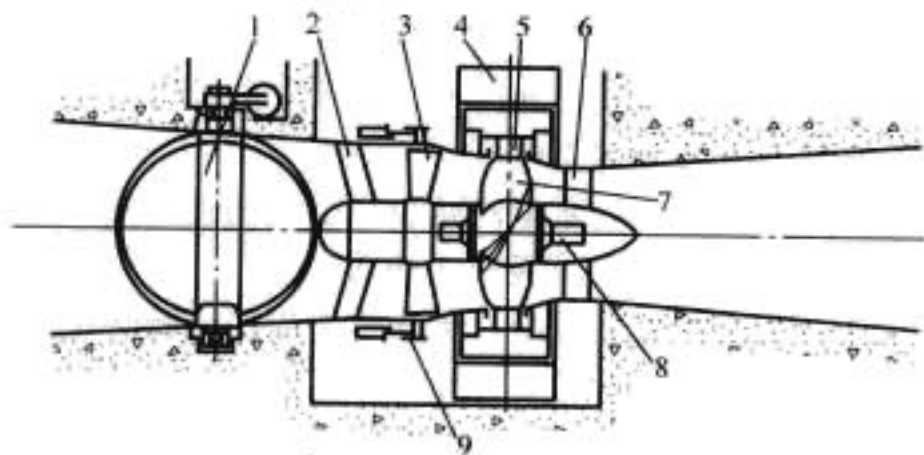


图 6.3-4 贯流式机组结构图

1—蝶阀; 2—座环; 3—导叶; 4—定子; 5—轮环;
6—后座环; 7—转轮; 8—主轴; 9—导叶转到机构

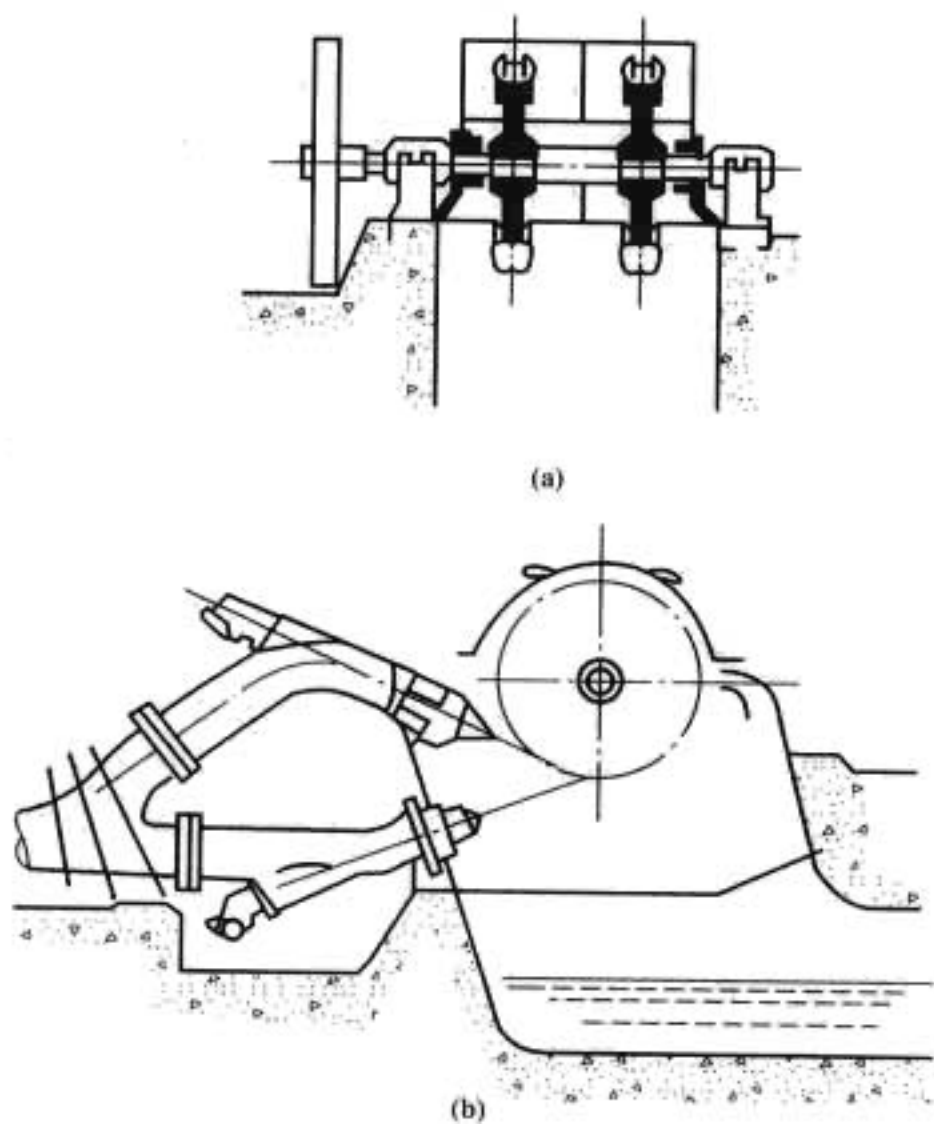


图 6.3-5 双轮横轴水斗式水轮机

(a) 双轮单喷嘴水斗式水轮机;

(b) 双轮双喷嘴水斗式水轮机

1.1.3 水轮发电机组的主要工作参数

水轮发电机组的主要工作参数包括额定水头、额定出力、比转速、效率、额定容量、额定电压、额定功率因数、额定转速、飞逸转速、飞轮力矩、短路比等。

额定水头是水轮机以额定出力工作时的最低水头。

额定出力是在满足水电站保证出力和适宜的机组台数的

情况下,确定的每台机组的正常出力。水电站保证出力是水电站能够安全稳定运行条件下所能提供的出力,它与水电站拥有的水能情况有关。

比转速是水轮机在工作水头 1m、出力为 1kW 的情况下的转速。

发电机效率是输出有功功率与水轮机输出轴功率的比值。

机组的效率是机组的输出功率与输入功率的比值。

额定容量是对应于水轮机额定出力的水轮发电机的功率大小。

额定电压是指在机组正常发电的情况下的电压,确定该参数时必须符合国家规定的电压等级。

额定功率因数是水轮发电机发出的额定有功功率与额定总功率的比值,国内多采取 0.8~0.9。

额定转速和飞逸转速是在考虑发电机的结构要求条件下,由水轮机转速决定的。

飞轮力矩为发电机转动部分的重量与飞轮直径平方的乘积。

短路比是发电机在空载额定电压时的励磁电流与三相稳态短路额定电流时的励磁电流的比值。

1.2 水轮发电机组的运行方式

1.2.1 水轮发电机组的开停机

水轮发电机组的开机与停机可通过自动或手动灵活方便地进行。自动开停机通过机组的自动操作回路实现,是水电站的正常操作;手动开停机则通过值班人员手动操作来实现,大部分是在现场检修、试验时进行。

自动开机是在所有机械、电气设备充分准备的条件下进行的,当值班人员在中控室远方操作发出开机脉冲,机组就按启动程序自动开机,将转速和电压升至额定值,并按预先选定的同期方式并入电力系统。自动停机分为正常解列停机与事故解列停机,前者是值班人员将机组有功、无功负荷调至零,操作出口断路器,并同时通过自动停机操作程序来实现。而事故停机则由继电保护启动,同时发出解列和事故停机脉冲信号,由操作程序控制自动停机。

停机制动是使机组在停机过程中缩短低转速惰行运行的技术措施。采用停机制动可以缩短机组停机时间,能有效地防止在低转速下水轮发电机推力轴承因油膜破坏而被烧损。常采用的有机械制动、电制动及混合制动等三种方式。

1.2.2 水轮发电机组在电压、频率、功率因数等变化时的运行

1.2.2.1 电压变化时的运行

发电机正常运行的端电压允许在额定电压值的范围内变动,此时发电机可保持额定出力不变。当定子电压降低 5% 时,定子电流可增加 5%;当电压升高 5% 时,定子电流应降低 5%。在这样的变化范围内,发电机的定子和转子温度不会超过允许值。

然而,当电压低于额定值的 95% 时,定子电流仍不应超过额定值的 105%。这是因为定子绕组的温升包括由铜损和铁损引起的两部分。当电压降低时,铁损由于铁心中磁通密度的减小而减小,然而要维持出力不变,则需要增加定子电流,定子电流的增加又将使铜损增大,通常铜损增加部分引起的温升大于铁损减小部分所减小的温升,而使定子绕组总的温升增加。此外,当定子电流增加时,在一定的功率因数下,转子电流也要增加,于是转子的温升便不能保证不超过允许值。故当发电机电压低于额定值的 95% 时,其出力

应相应降低。发电机运行规程规定,发电机运行电压下降在5%范围内,且功率因数为额定值时,其额定容量不变。发电机的最低运行电压应根据稳定运行的要求来确定,一般不应低于额定值的90%。如果发电机母线有直配线路,则运行电压尚应满足用户电压的要求,并考虑对自用电动机运行的影响。此时,定子电流的大小以转子电流不超过额定值为限。

当发电机电压升高到额定值的105%以上时,其出力也应相应减小。因为电压增加时,由于磁通饱和会使铁损大为增加,这将受到定子绕组发热的限制;同时,励磁电流要随电压升高而增大,又要受转子发热的限制;此外,铁心饱和还会使发电机端部的漏磁增加,可能使端部零件以及周围金属部件局部过热。以上几点,都要求减小定子电流,其减小值应由试验确定。发电机运行规程规定,发电机运行电压升高在105%额定值内,且功率因数为额定值时,其额定容量不变。而发电机连续运行的最高允许电压应遵照制造厂的规定,但最高不得大于额定值的110%。

1.2.2.2 频率变化时的运行

在系统运行频率变化 $\pm 0.5\%$ 的范围内,发电机出力可保持不变。

频率降低时,要维持额定电压不变,必须加大励磁电流,将受到转子温升的限制。同时,频率降低,通风条件变坏,铁心饱和又可能使周围金属部件局部过热。频率升高时,受到转子本体及绝缘结构所能承受的应力限制。

水轮发电机转速一般不得超过额定转速的140%,否则应动作关闭水闸门或蜗壳进水口主阀。

1.2.2.3 功率因数变化时的运行

发电机运行规程规定,发电机在运行中功率因数变动时,应使其定子和转子电流不超过在当时进风温度下所允许的数值。

当功率因数小于额定值时,必须降低有功功率和发电机容量。当功率因数减小至零时,开始进入调相运行。当功率因数大于额定值时,无功功率减少,由于水轮机对有功功率的限制,总的发电机容量也要减少。当功率因数增加到1时,开始进入进相运行。一般功率因数在进相1~0.95的范围内,允许作短时间运行。

1.2.3 水轮发电机组的调相运行

为了保持电力系统无功功率平衡、改善电压质量,常要求系统中某些水轮发电机组作调相机运行。机组作调相机运行时,所需设备少,操作简单、方便,调相和发电运行状态转换迅速。所谓调相运行,就是发电机只向系统输送无功功率,同时吸收系统少量的有功功率来维持发电机转动的运行方式。

电力系统的负荷按性质不同分为有功负荷和无功负荷。由于电能不能大量储存,发电、输电和用电的过程实际上是同时进行的,因此,发电机发出的功率(包括有功功率和无功功率)与电力系统的负荷必须始终保持平衡。若两者不平衡:发出的有功功率小于有功负荷,则系统的频率降低,反之系统频率升高;发出无功功率小于无功负荷,则系统电压降低,反之系统电压升高。在电力系统中常常出现无功功率不足的情况,因此,除了由发电机作为主要的调相机运行或静电电容器电源供给一定的无功功率外,通常还需专门装设无功功率电源设备等,以补偿电力系统中无功功率不足。此外,还常要求水电站某些机组(备用的水轮发电机组)能做调相运行。

调相运行的发电机采用过励磁运行,向系统输出感性无

功功率,提高系统的运行电压。水轮发电机改作调相运行很简单,一般是将机组先带上有功负荷及无功负荷,将有功负荷降为零,并将水轮机的导叶关闭,排去转轮室内的水,使水轮机转子转动的能源改为由系统供给。再增加发电机的励磁电流,即可向系统提供无功功率。

在机组由调相转为发电运行时,应操作开停机控制开关,发出开机令,将调速器开度限制机构置于空载开度。待调相运行继电器复归后,关闭调相供气阀,调速器开度限制机构自动打开,开启导叶至所需开度,操作转速调整机构,机组接带负荷。

1.2.4 水轮发电机组的进相运行

随着电力系统的发展和输电电压等级的提高,高压输电线路和电缆线路的长度不断增加,系统产生的容性无功功率相应增大。此外,为弥补高峰负荷的无功功率不足而装设的静电电容器在低负荷时有容性无功功率的过剩。这些都可能引起电网某些点电压超过允许值,要求发电机进相运行以吸收多余的无功功率来调节电压。

进相运行可以将励磁电流减少到空载励磁电流以下,人为造成发电机从电力系统吸取无功功率。

为保证进相运行的安全,无功出力应经试验确定。除考虑原动机出力和定子电流的限制外,应着重注意静态稳定、定子铁心端部发热、厂用电电压下降等。

1.2.5 水轮发电机组的工况转换

1.2.5.1 静止转发电

当具备开机条件时,给处于静止状态的机组发出开机指令,机组即按既定程序将其辅助设备逐一投入工作,并将调速器的开度限制机构打开到启动开度位置,逐步打开水轮机导叶,水便流向转轮,水轮机带动发电机转动,最后与电力系统同步并列,机组投入电力系统后,开度限制机构打至全开,机组按预先给定值带上负荷。

1.2.5.2 发电转调相

给处于发电运行的发电机组发出控制指令后,首先通过调速器的转速调整机构使机组减负荷至空载。同时将开度限制机构关至全关位置,关水轮机导叶,机组转入调相运行,此时机组从电力系统消耗有功功率,送出无功功率。为了减少水阻力引起的损耗,向转轮室送入压缩空气压水,使转轮脱离水而在空气中旋转。

1.2.5.3 调相转发电

给处于调相运行的机组发出指令后,先将开度限制机构打开至启动开度,使调相有关控制回路解除,停止往转轮室补气,开度限制机构打至全开位置、机组带上预先给定的负荷,转为发电运行。

1.2.5.4 发电转静止

此工况转换有正常停机和事故停机两种。

正常停机时,先减负荷至空载,以减轻对电力系统的扰动。导叶关至空载后,随即跳开发电机断路器,与电力系统解列,并由开度限制机构将导叶关至全关。机组开始减速,转速下降到预先的整定值投入制动装置,迫使机组转速继续下降至全停。稍后,机组的所有辅助设备恢复到开机前准备状态。

事故停机时,为了减轻设备损坏程度,水轮发电机组立即与电力系统解列甩掉全部负荷并进行停机。除过速保护以外的其他机械事故也有采取先卸负荷,后与电力系统解列的作法。

1.2.5.5 静止转调相

机组处于准备开机状态,给以调相运行控制指令后,先

按静止转发发电的控制程序启动,与电力系统并列。此后,开度限制机构关至全关位置,导叶关闭,机组转入调相运行,并将压缩空气送入转轮室压水至转轮以下。

1.2.5.6 调相转静止

给调相运行的发电机组发出控制指令后,首先将开度限制机构打开至启动开度,停止供气,使机组转为发电运行,然后跳开发电机断路器,并使开度限制机构关至全关,导叶关闭,机组转入停机过程。

1.3 水力发电机组的事故

1.3.1 水轮机的事故

水轮机常见的事故有以下几种:

(1) 空蚀。水轮机设计制造不良、叶型不准、选材不当或长期偏离设计工况运行(如低水头、低负荷和超出工厂要求的吸出高度等),均可能造成空蚀。长期的空蚀会引起机组效率降低、振动加剧等问题,严重的发展到叶片穿孔、局部断裂而被迫停机。工程中常常采用不锈钢焊条堆焊、补气、敷设保护涂料等防止、补救空蚀带来的损害。

(2) 导轴承烧毁。导轴承多由于油质不良、油量不足、冷却水流不足或水温过高而烧毁。水润滑轴承则多由于润滑水量不足或水中含有过量硬质泥沙等而导致橡胶轴瓦或大轴磨损。

(3) 调速器失灵。调速系统多由于油质不良、装配不符合要求、电气元件的质量问题等而失灵。除对设备质量严格检查外,应保证用油的质量。

(4) 剪断销折断。采用自润滑尼龙导叶轴套时,由于设计制造安装间隙过小,运行中轴套会因湿水而膨胀,造成抱轴现象;另外,在紧急关机时,亦会造成导叶被障碍物卡住,都能导致剪断销折断。规程规定,剪断销折断三个以上时,均须停机处理。

(5) 抬机。一般都发生在轴流式水轮机上。主要是由于导叶和桨叶的关闭规律不当(如关闭时间过短等),电站尾水位过高,在调整负荷时易产生反水锤现象;或者由于水轮机过渡过程中水泵工况产生的升力造成抬机现象,严重时会造成损坏部件。

1.3.2 发电机的事故

发电机常见的事故有如下几种:

(1) 主绝缘击穿。多由于发电机局部缺陷如主绝缘层内含有硬质颗粒、绝缘材料本身有缺陷或发电机槽内或槽口留有金属渣屑,在交变磁场的作用下不断振动破坏所致。线棒绝缘老化,在线棒棱边产生内游离,也会导致主绝缘击穿。

(2) 股线短路或断股。线棒气隙内游离还会引起股线短路。现场试验可以看出股线短路的线棒都发生在工作电位的前槽,大多位于上、下槽口的附近。股线短路将产生局部过热、绝缘损坏使股线裸露,甚至氧化变质,造成磨损和断股。线棒接头焊接不良或结构缺陷,也会产生高温而导致焊锡熔化、铜线氧化变质,造成开焊或断股。

(3) 绝缘层的电腐蚀。环氧粉云母绝缘会产生电腐蚀,最终导致绝缘破坏。可以通过在槽壁喷半导体漆,或用半导体垫条尽量减少线棒与槽的间隙、打紧槽楔、减小振动,以及改善半导体的黏结性以防外电腐蚀。

(4) 转子接地及匝间短路。造成这种故障的原因很多,长年运行的发电机转子温度较高,加上机械振动的作用,会使铜线暴露,造成接地和匝间短路。转子匝间短路将使励磁电流增大,造成短路点温度增高而局部过热;有时甚至会造成整个磁极短路,引起机组剧烈振动而紧急停机。发电机转

子匝间短路在不同程度上影响着无功出力,因此要认真地及时检修。

(5) 制动闸龟裂与磨损。多由于机械原因造成,须加强维护、检修,及时更换。

2 调速器及励磁装置控制

2.1 水轮机调速器

2.1.1 水轮机调节的基本概念

水电站在向电力系统供电的过程中,除了保证供电的安全可靠性外,还应保证电压和频率的稳定。用户负荷的变化会引起系统供电的电压和频率随之发生变化,此时发电机的电压调整系统便自动调节使其电压恢复到额定值或保持在许可范围内,而频率的调节则由水轮机的调速器来完成。

电力系统中,频率过大的变化将会严重影响供电的质量。我国规定电力系统的频率应保持在50Hz,其偏差值应不超过 $\pm 0.5\text{Hz}$,对大电力系统的频率偏差应不超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。这样就要求系统中所有承担负荷的机组,在系统负荷变化时,能迅速的改变输入能量,使之适应于外界负荷的需求,并同时使电力系统的频率恢复或保持在允许的范围以内。

交流电机的频率与转速的关系式

$$f = \frac{pn}{60}$$

式中: f 为发电机输出频率; p 为发电机磁极对数; n 为发电机转速。

由上式可知,发电机输出电流的频率与其磁极对数 p 和转速 n 有关。对于一定的发电机来说,其磁极对数是固定不变的,因此转速 n 与频率 f 呈正比关系,即发电机的频率随其转速的增减而增减。要调节发电机的电压频率就需要调节机组的转速。

所以,必须不断调节机组的有功功率输出使之适应于外界负荷的变化,以保证机组的转速即供电频率恢复或保持在允许范围以内,并在机组之间进行负荷分配达到经济合理的运行,这就是水轮机调节的基本任务。

水轮机通过什么途径来完成上述调节任务呢?这首先就要分析机组的运动情况。机组的运动方程式为

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_t - M_g$$

式中: J 为机组转动部分的转动惯量; ω 为机组转动的角速度, $\omega = \frac{\pi n}{30}$; n 为机组转速; M_t 为水轮机的主动力矩; M_g 为发电机的阻力矩; $d\omega/dt$ 为机组角加速度。

对一定的机组来说 J 为常数。当 $M_t = M_g$ 时, $d\omega/dt = 0$, $\omega = \text{常数}$, 机组的转速保持稳定。

当电力系统的负荷变化时,使发电机的阻力矩 M_g 发生变化,这样便破坏了原有的平衡,可能出现下列情况:

(1) 机组负荷减小, M_g 减小,使 $M_t > M_g$, 则机组出现剩余能量,使机组加速旋转, $d\omega/dt > 0$, 形成机组转速上升。

(2) 机组负荷增大, M_g 增大,使 $M_t < M_g$, 则机组出现不足能量,使机组减速旋转, $d\omega/dt < 0$, 形成机组转速下降。

上述两种情况都会形成机组转速变化而导致频率变化。对电网来说,在正常情况下用户的负荷是必须保证的,因此对于水电站,就要求改变水轮机的动力矩 M_t , 使之迅速地适应新的发电机阻力矩 M_g , 重新使 $M_t = M_g$ 以达到新的平衡,使转速恢复到额定转速,频率也恢复到额定频率。

而水轮机主动力矩 M_t 的关系为

$$M_t = \frac{\rho g Q H \eta}{\omega}$$

式中： ρ 为水的密度，是常数； g 为重力加速度，也是常数； ω 是角速度，是基本不变的被调参量； H 和 η 分别是水头和效率，在技术上是很难做到改变的，而且也是不经济的。因此，改变 M_t 最有效的办法是通过改变水轮机的过水流量 Q 来实现。

所以，随着负荷的改变，相应改变导水机构（或喷嘴、桨叶）的开度，以使水轮发电机的转速维持在某一额定值，或按某一预定的规律变化，这一过程就是水轮发电机组的转速调节，亦称为水轮机调节。水轮机调节的实质上也就是转速调节。进行这种调节的装置称为水轮机的调速器，它是以转速的偏差为依据来实现导叶开度的调整。

2.1.2 调速器的类型

水轮机调速器大致可分为机械液压型调速器、电气液压型调速器和微机调速器三种类型。

2.1.2.1 机械液压型调速器

早期的水轮机调速器是利用测速元件直接操作水轮机执行机构的直接作用式小型调速器。在20世纪30年代，出现了用液压元件进行功率放大且功能相当完善的机械液压型调速器。这种调速器的信号测量、信号综合、信号反馈等均由机械环节来完成的。机械液压型调速器用离心摆获得转速偏差的信息，以液压放大系统进行功率放大后来操作导叶的启闭，并以缓冲机构和调差机构来实现所需要的调节规律。因此，它的性能可以满足水电站运行的要求，同时还具有运行可靠、维护方便、简单易懂便于运行人员所掌握等优点。

但由于机械机构进行信号的传递、交换和综合就显得灵敏度差、精度低，这给调节过程的品质造成了不良的影响，特别是随着生产的发展，对电力系统频率的要求更为严格，随着大机组大容量电力系统的出现，对水电站运行质量和自动化程度提出更高和更新要求的情况下，这些特点就显得更为突出。目前我国一些没有完成改造的老水电站，特别是中小型水电站，少数还使用着这种类型的调速器。

2.1.2.2 电气液压型调速器

在20世纪80年代，随着电子及液压技术的进步，电气液压型调速器开始普及。电气液压型调速器经历了电子管、晶体管和集成电路三个阶段。它的主要特点是用一些电气回路代替了机械液压型调速器中的一些机械元件，如测量元件采用测频回路；反馈元件采用微分回路；调差机构和转速调整机构也采用了调差回路和功率给定回路；杠杆系统采用位移传感器等。它保留了机械液压型调速器的液压放大部分，在电气部分和液压部分之间采用了电液转换器，以便把电气部分输出的综合电气信号转换成具有一定位移和操作能力的机械信号，去进行导叶的操作。目前我国仍有相当一部分水电站正在使用着这种类型的调速器。如图6.3-6所示。

电气液压型调速器和机械液压型调速器相比有很多优点：

(1) 具有较高的精确度和灵敏度。电气液压型调速器的转速死区通常不大于0.05%，而机械液压型调速器则为0.15%，电气液压型调速器接力器的不动时间为0.2s，而机械液压型调速器则为0.3s。

(2) 制造成本低。它用电气回路代替了较难制造的离心摆、缓冲器等机械元件。

(3) 易于实现各种参数（水头、流量、负荷分配等）的综合，便于实现成组调节，

为水电站的经济运行、自动化水平及调节品质的提高提供了很有利的条件。

(4) 能迅速可靠地实现参数的调整和运行方式的切换。

(5) 便于实现电子计算机控制。

(6) 安装、检修、试验调整都比较方便。

但由于仍用模拟组件或数字电路来实现其调节规律，故硬件线路复杂，维护不方便、可靠性受到一定影响。

2.1.2.3 微机调速器

20世纪80年代以来，世界上一些发达国家，在计算机技术普及和发展的基础上，研制出了微机调速器。微机调速器和电气液压型调速器的区别主要在于微机调速器用工业控制计算机取代了电气液压型调速器所用的电子调节器，赋予了调速器更多的控制功能，可以更方便地实现更高的控制策略。与电气液压型调速器相比，微机调速器具有如下一些明显的优点：

(1) 便于采用先进的调节控制技术，保证水轮机调节系统具有优良的静、动特性，不仅实现了电气液压型调速器的PID（比例—积分—微分）调节规律，而且可以实现状态反馈控制、预测控制、自适应控制、模糊控制、人工智能控制、最优化控制、变参数控制、变结构控制等，以保持水轮机调节系统处于最佳的运行状态。

(2) 软件灵活性大，提高性能和增加功能主要通过软件来实现。如机组的开、停机规律的实现，并网时除频自动同期外，还可测量相位、水头、功率等。

(3) 硬件集成度高、体积小、可靠性高、操作简单、便于维护。执行元件既可以是电液随动系统，也可以用步进电动机取代电液转换器的数液随动系统。

(4) 便于直接与厂级或系统级上位计算机相连接，实现全厂或水电站群的综合控制，从而提高水电站的自动化水平。

总之，微机调速器是水轮机调速器今后的发展方向和应用的主流产品。我国自20世纪90年代开始研制微机调速器，目前已有多个研究机构和生产厂家可以生产出功能基本完善、性能稳定的微机调速器。近年来我国的一些大型水电站及改造和新建水电站，已陆续投入使用了这种类型的调速器。

2.1.3 水轮机调速器的工作原理

2.1.3.1 水轮机调速系统的组成

水轮机调速系统一般由调速柜、接力器和油压设备三部分组成。中小型水轮机调速器的这三部分通常组成一个整体，也称为组合式，结构紧凑，便于布置和安装，运行上也比较方便。大型水轮机调速器的油压设备和接力器尺寸均较大，采用分体式。

(1) 调速柜。调速柜也称为调速器的控制柜，它通常将测量元件、放大元件、反馈元件集成在一起，具有数据采集和数据处理功能。如果是微机调速器，其中还装有微型计算机。调速柜的面板上设置有按钮和键盘，在水轮机安装和检修期间，用于调整相关参数。水轮发电机组正常运行时，调



图 6.3-6 电气液压型调速器方框图

速器自动工作,改变运行方式以及开机或关机等操作,通常是通过中控室控制台上的按钮或计算机键盘完成,而无需在调速柜上直接操作。

(2) 接力器。接力器是调速器的执行元件,它控制水轮机调速环(控制环)调节导叶开度,以改变进入水轮机的流量。调速功的大小不仅与调速器的工作油压有关,还与接力器活塞的面积有关。为了工作平稳和获得较大的调速功,大型水电站通常设置有两个或两个以上接力器。

(3) 油压设备。油压设备是供给调速器压力油能源的设备,由压力油罐、回油箱、油泵、输油管及附件组成。油罐中油的比重占30%~40%,高压空气的比重占60%~70%,额定工作油压为2.5MPa或4.0MPa。调速器工作时的高压油来自油罐,低压侧的油通过回油管路进入回油箱。随着压力油罐内的油位降低,当油压降到正常工作油压的下限时,油泵自动启动,将回油箱中的油泵入压力油罐。当油罐中油位达到规定油位,且压力达到额定压力时,油泵停止工作。为了安全,设置两台油泵,互为备用。

2.1.3.2 水轮机调速器的基本原理

水轮机调速器的基本原理,如图6.3-7所示。

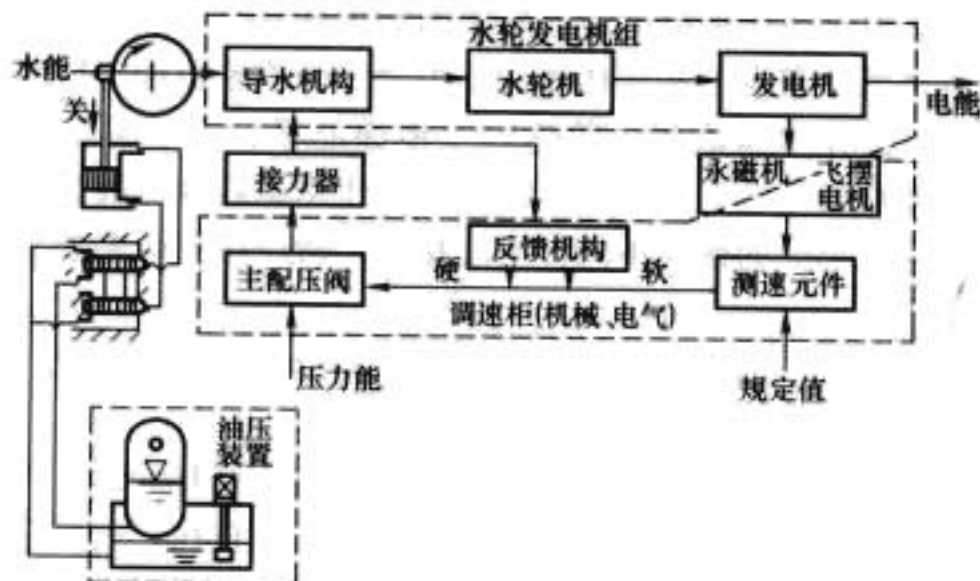


图 6.3-7 水轮机调速器基本原理

(1) 感受指令机构。该机构为调速器的测速元件,其功能是将机组转速与额定转速(规定值)相比较,输出反应机组转速偏差大小与方向的调节信号,控制配压阀动作。

(2) 放大机构。调速器的放大机构由配压阀、压力油源和接力器组成。配压阀包括阀体与壳体两部分。阀体有两个分开的圆柱,在壳体上有两个槽孔,槽孔的高度小于圆柱高度,阀体在中间位置时封住壳体上的两个槽孔。压力油进入阀的中腔,上腔、下腔与回油管相连,壳体上的两个槽孔分别与接力器的开启腔、关闭腔相连。配压阀产生一个正比于调节信号的位移偏差,不同方向(开或关)的调节信号,配压阀移动方向不同,控制压力油进入接力器的开启腔或是关闭腔,推动接力器活塞产生开或关的调节动作。配压阀、压力油源和接力器构成机械液压放大装置,使推动接力器活塞移动的力量较移动配压阀的力量大了许多倍。为了操作巨大的导水机构,有时需二级或更多级的放大装置。

(3) 反馈机构。为使调速系统成为稳定系统,必须及时减弱或消除得到的执行调节信号,避免过调节,保证调节系统的稳定和调节质量。

(4) 辅助机构。辅助机构主要有开度限制机构与转速调整机构等。

2.2 水力发电机组励磁装置

2.2.1 自动励磁调节装置的任务和要求

2.2.1.1 励磁调节的任务

最初使用自动调节励磁装置的目的,是为了维持发电机

的端电压在给定的范围内,当时称为自动电压调节器。如今自动调节励磁装置的作用要广泛得多,它对提高电力系统运行的稳定性起着重要作用。在现代电力系统中,发电机的自动调节励磁装置担负着如下任务:

(1) 维持发电机端或系统中某一点的电压水平并且合理分配各机组的无功负荷。正常运行时,随着发电机电压、电流或功率因数的变化,自动调节励磁装置将相应地调节发电机的励磁电流,以保持发电机端电压为额定值或维持系统中某点的电压于一定水平。同时,利用自动调节励磁装置改变发电机的励磁电流,可使发电机间的无功负荷得到合理分配。

(2) 提高电力系统运行的稳定性和输电线路和传输能力。如前所述,灵敏而又快速动作的调节装置可大大提高运行的静态稳定和输电线路的传输能力。在故障情况下,自动调节励磁装置通过提高励磁电压,可使励磁电流上升到比额定值大得多的数值(即强励),从而改善暂态稳定。这是现代自动调节励磁装置的主要任务。

(3) 提高带时限动作继电保护的灵敏度。系统发生断路时,由于调节装置将强行增加励磁电流,使短路电流增大,故相应继电保护的灵敏度可得到提高。由于调节装置的动作和励磁电流的增大要有一段时间,因此只能对延时动作继电保护的灵敏度产生影响。

(4) 加速短路切除后的电压恢复过程和改善异步电动机的启动条件。发生短路时,由于电压下降,故大多数电动机被制动。短路切除后,随着电压的上升,电动机将开始自启动。由于启动电流较大,所以电压恢复较慢,这样又反过来影响自启动过程的完成。发电机装有自动调节励磁装置后,由于它能提高发电机电压,因而可缩短电动机的自启动时间,避免过多的影响用户工作,并使电力系统较快地恢复正常运行状态。

(5) 改善自同期或发电机失磁运行时电力系统的工作条件。发电机自同期并列或因失磁而转入异步运行时,将从系统吸收大量的无功功率,使系统电压下降,严重时甚至可能导致系统瓦解。在这种情况下,装有自动调节励磁装置的其他发电机将自动加大励磁电流,以提高系统电压,弥补系统中无功功率的不足。这样发电机的自同期并列或异步运行时的条件便得到改善,并可减少对用户工作的影响。

(6) 防止水轮发电机组突然甩负荷时电压过度升高。机组由于各种原因突然甩负荷时,随着转速上升,发电机定子回路的电压可能上升到危险的程度。由于水轮发电机一般均装有强行减磁装置,可以在机组突然甩负荷时减小励磁电流,故可防止电压过度升高。

2.2.1.2 自动调节励磁装置的要求

(1) 有足够的输出容量。自动调节励磁装置的容量既要满足正常运行时调节的要求,又要满足发生短路时强励的要求。正常运行时,应能按要求自动而又平稳地调节励磁电流,以维持电压不变,并稳定地分配机组间的无功负荷。发生短路时,应能迅速地将发电机的励磁电流加大到顶值,实现强行励磁作用,以提高系统运行的稳定性。

(2) 工作可靠。自动调节励磁装置本身发生故障,可能迫使发电机停机,甚至可能对电力系统造成严重影响,故要求其工作应十分可靠。

(3) 动作迅速。自动调节励磁装置动作的快慢,与系统的稳定问题密切相关,因此要求其反应速度要快。水电站往往经长距离输电线路与系统的负荷中心连接,此时,采用快速动作的调节装置对改善系统的稳定和提高输送容量具有重

要意义。自动调节励磁装置的反应速度，既与装置本身的元件和电路有关，又与励磁机的时间常数有关。对于具有励磁机的励磁方式而言，他励励磁机的时间常数小于自励励磁机的时间常数。

(4) 无失灵区。没有失灵区的自动调节励磁装置有助于提高静态稳定。此外，要求装置应简单，运行维护和调整试验应方便。

2.2.2 晶闸管励磁调节装置原理

晶闸管元件具有放大作用，适于作自动调节励磁装置的功率放大元件，同时它本身又是一个整流元件。随着高电压大功率晶闸管元件的广泛应用，采用晶闸管的自动励磁调节装置越来越多。发电机励磁方式不同时，晶闸管自动调节装置的形式也有所不同，但其基本原理是相近的。

图 6.3-8 为这种励磁调节装置的方框图，下面介绍其工作原理。

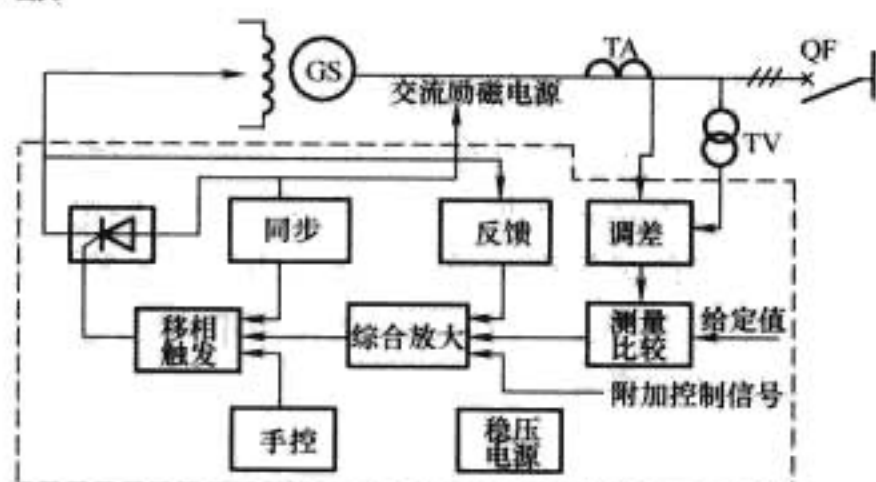


图 6.3-8 晶闸管自动调节励磁装置原理方框图

发电机励磁电流由交流励磁电源经晶闸管整流后提供。交流励磁电源可以是同轴交流励磁机，也可以是被调发电机本身（即自励静止励磁）。自动调节装置的作用是根据发电机电压等的变化改变晶闸管的导通角，从而改变发电机的励磁电流，以实现电压和无功功率的调节。

调差单元用于改变调差系数，以便合理分配机组间的无功负荷。

测量比较单元用于测定机端电压的变化，并将测量结果与给定值进行比较。然后将比较得到的偏差信号送入综合放大单元放大，并用其输出的电压改变移相触发部分输出脉冲的相位，从而改变晶闸管的导通角。可见，这种装置是以发电机电压为被调量的自动调节装置。

同步信号的作用是使移相部分输出的触发脉冲与晶闸管整流器的交流励磁电源同步，以保证晶闸管的正确触发。

为了限制发电机转子和定子的电流，一般要求在转子和定子电流超过给定值时减少发电机的励磁电流；而当发电机出现励磁不足时则增大励磁电流。所有这些要求，都可以通过输入附加控制信号，即对调节装置实行多种信号综合控制的办法来实现。综合放大单元能线性地放大多个控制信号之和，因而使调节装置能更好地满足各方面的要求。图 6.3-8 中的转子回路反馈部分，用于取得转子回路的有关变化量，并作用于调节装置，其阻尼、稳定作用，以改善调节装置工作的稳定性。此外，还可以引入与电力系统稳定有关的信号（如转速、频率及功率角）进行综合控制。

手控单元用于手动调节移相触发部分输出脉冲的相位，即手动控制发电机励磁电流的大小。采用手动控制方式时，测量比较和综合放大等单元一般都退出工作。因此，此时的调节装置无电压校正作用，属于开环运行情况。在调节装置某些部件出现故障或调节装置试验和投入时，往往需采用手控方式调节发电机的励磁电流。

稳压电源用于向调节装置提供稳定而可靠的直流电源。

与电磁型自动调节励磁装置相比，晶闸管自动调节励磁装置具有灵敏度高、调节范围宽、调节速度快、强励顶值高以及制造维护方便和消耗有色金属少等优点。因此，近年来已逐渐取代电磁型的自动调节励磁装置。

发电机的励磁系统是一个蓬勃发展的领域。随着机组容量的不断增大和远距离超高压输电系统的日益发展，对发电机的励磁系统提出了越来越高的要求。近十多年来，由于新技术、新工艺和新器件的涌现和使用，使得发电机的励磁方式得到了不断的发展和完善。在自动调节励磁装置方面，也不断研制和推广使用了许多新型的调节装置。由于采用微型计算机用软件实现的自动调节励磁装置有显著优点，故目前很多国家都在研制和试验用微型计算机配以相应的外部设备构成的数字式自动调节励磁装置。这种调节装置将能实现自适应的最佳调节。

3 油、气、水辅机系统的控制与运行

3.1 油系统

3.1.1 油系统的作用和组成

水电站里各种机电设备所用的油主要有两种：一是供给机组轴承的润滑油和操作用的压力油，为汽轮机油，俗称透平油，其作用是润滑、散热以及传递能量；二是供给变压器、断路器等电气设备的绝缘油，其作用是绝缘、散热及灭弧。这两类油的性质不同，不能相混，所以应有两套独立的油系统。

油系统一般由油库、油处理室、补给油箱、废油箱、事故油槽及油管组成。

(1) 油库。接受和储存油的地方，油库设有油罐。透平油的用油设备均在厂内，故透平油库一般布置在厂内，只有在油量很大时才在厂外另设储存新油的油库。绝缘油用量大的主变压器和开关站都在厂外，所以绝缘油库常布置在厂外主变压器和开关站附近。油库要特别注意防火，大于 100t 时油库应设在厂外。

(2) 油处理室。设有油泵和滤油机，有时还有油再生装置。油处理室一般设在油库旁。透平油与绝缘油常合用油处理室，相邻水电站可合用一套油处理设备。

(3) 补给油箱。设在主厂房的起重机梁下。当设备中的油有消耗时，补给油罐自流补给新油。当不设补给油箱时，可利用油泵补给新油。

(4) 废油槽。在每台机组的最低点设废油槽，收集漏出的废油。

(5) 事故油槽。当变压器、断路器、油库发生燃烧事故时迅速将油排走，以免事故扩大。油可排入事故油槽中或直接排入下游河道。事故油槽应布置在便于充油设备排油的位置，并便于灭火。

(6) 油管。油的输送设备，一般布置在水轮机层。

3.1.2 油压装置的自动控制

油压装置在水电站内是重要的水力机械辅助设备，由它生成并储存高压油，以供机组操作。高压油是机组启动、停机、调整负荷等操作之能源，有时在水轮机前装设的蝴蝶阀或球阀，也通常是采用压力油操作的。

油压装置自动化，应满足下列要求：

(1) 机组在正常运行或在事故情况下，均能保证有足够的压力油供操作机组及蝴蝶阀用。特别是在厂用电消失的情况下，应有一定的能源储备。

(2) 无论机组是在运行状态还是在停机状态，油压装置

都应经常处于准备工作状态，也就是要求油压装置的自动控制是独立进行的，即由压油槽中油压来自动控制的。

(3) 在机组操作过程中，油压装置的投入应自动地进行，不需运行人员参与。

(4) 油压装置应设有备用的油泵，当工作油泵发生故障时，备用油泵应能自动投入。

(5) 当油压装置发生故障而油压下降至事故低油压时，应停机。

如图 6.3-9 所示，为 YS 型油压装置的机械液压系统图。

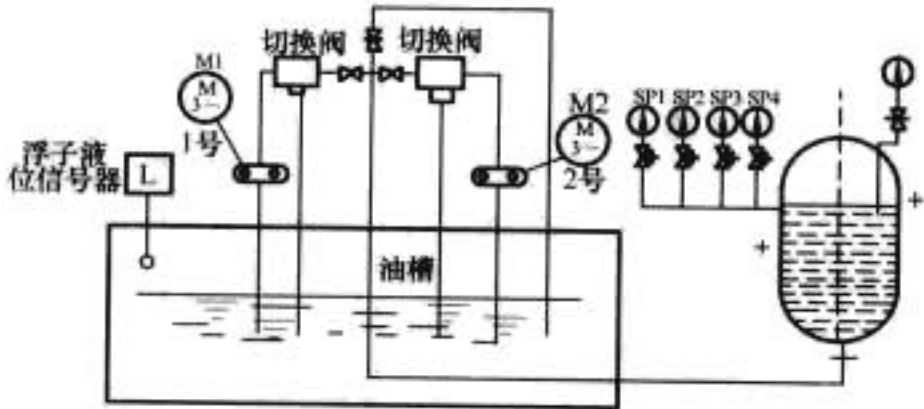


图 6.3-9 油压装置机械液压图

图 6.3-10 为油压装置自动控制的电气接线图。油压装置电动机可以自动操作，也可以手动操作，而自动操作又可以分为连续运行、断续运行和备用三种状态。

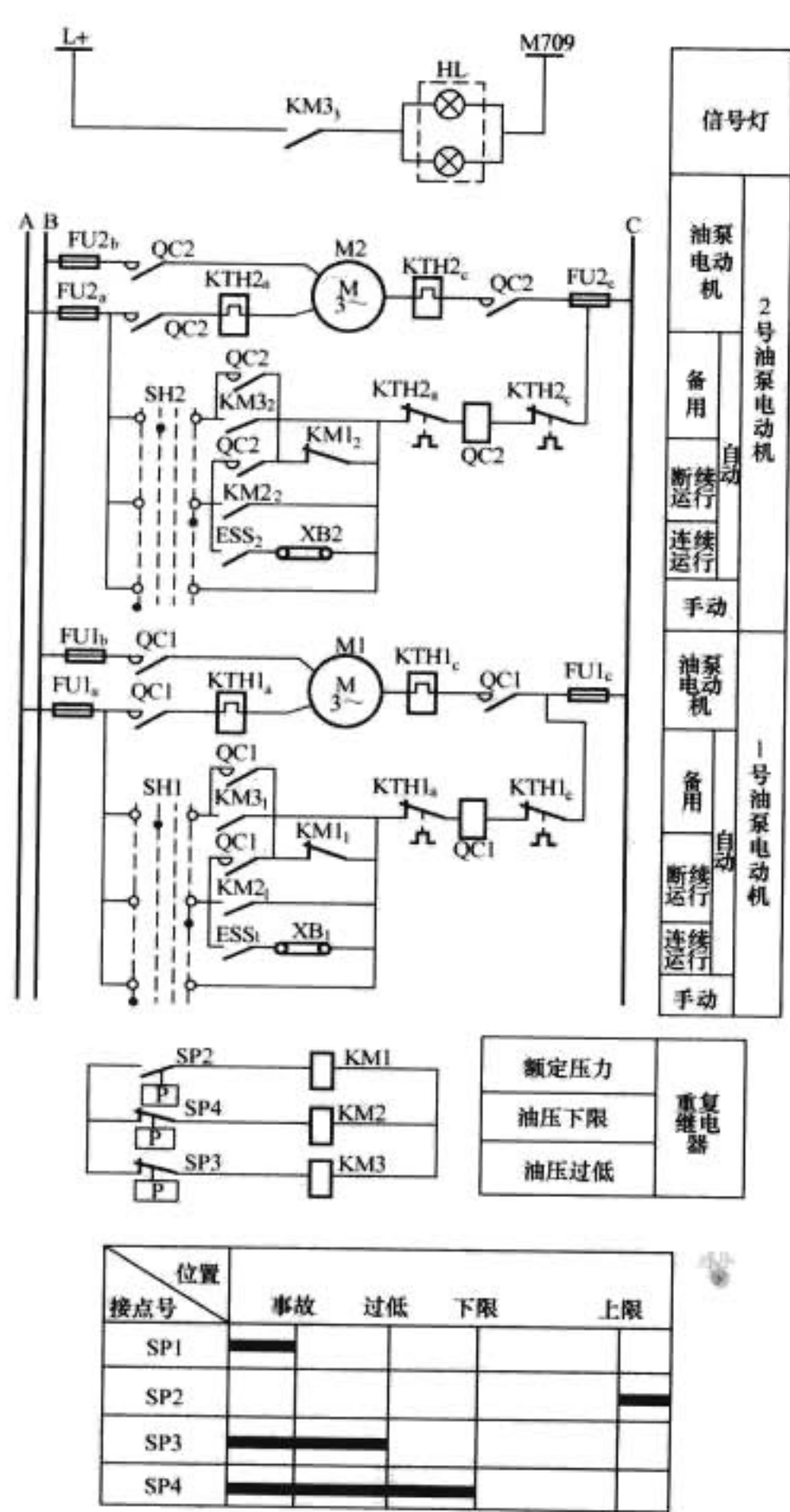


图 6.3-10 油压装置自动控制电气接线图

为提高水电站的自动化程度可以采用油压装置自动补气。自动补气采用油位信号装置和压力信号器构成，如图 6.3-11 所示。

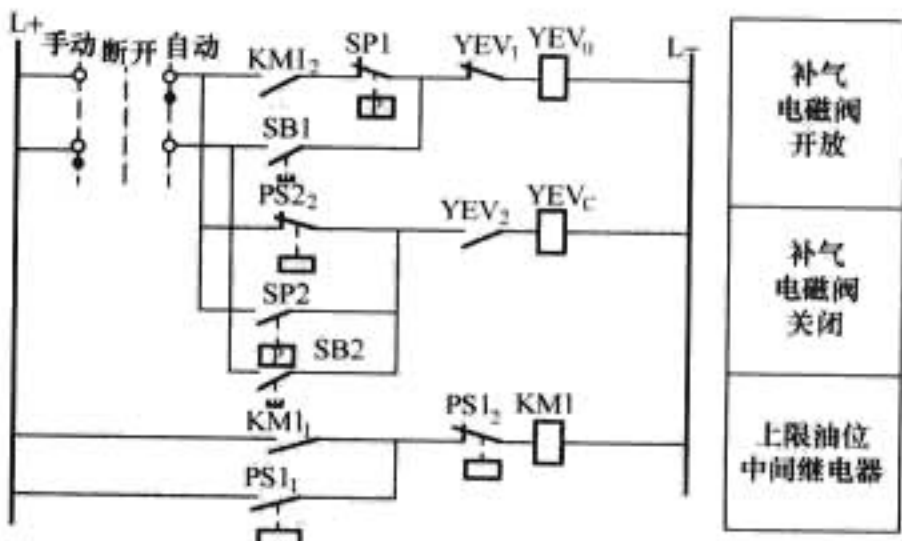


图 6.3-11 油压装置自动补气控制回路图

3.2 供水系统

3.2.1 供水的对象和供水方式

水电站厂房内的供水系统包括技术供水、生活供水和消防供水。技术供水对象包括：用于将发电机内的热空气冷却后，再重新进入发电机内的发电机空气冷却器；用于对发电机推力轴承及导轴承润滑油进行冷却的油冷却器；空气压缩机冷却；油压装置集油槽冷却器；水轮机导轴承的润滑和冷却。耗水量最大的是发电机和变压器的冷却用水，可达技术用水的 80% 左右。技术供水系统水源的选择必须考虑用水设备的水量、水压、水温和水质的要求，以保证用水设备的安全运行。一般作为技术供水的水源可有上游水库、下游尾水和地下水。

技术供水方式因水电站水头范围不同而不同。常用的供水方式有自流供水、水泵供水和混合供水三种。自流供水系统的水压是由水电站的自然水头保证的。这种方式设备简单、供水可靠。当水电站的平均水头（h）在 20~80m 范围内，且水温和水质符合要求时，一般采用自流供水。当水头小于 20m 时，水压将不能满足自流供水的要求；当水头大于 80m 时，浪费水能且减压困难。当水电站的水头不满足要求时，可采取水泵供水。对于低水头的电站，水源可取至上下游；对于高水头的电站，水源可取至下游或地下水。水泵供水又分为有蓄水池和无蓄水池两种。当水电站的水头为 12~20m 时，一般采用自流和水泵供水的混合供水方式。

消防用水要求水流能喷射到建筑物的最高部价，水量一般为 15L/s。消防用水可从上游压力管道、下游尾水渠或生活用水的水塔取水，并且应设置两个水源。生活用水根据工作人员的多少决定。

3.2.2 技术供水装置的自动控制

水电站技术供水系统，除蓄水池供水方式外，还有采用自流供水和水泵直接供水方式。自流供水和水泵直接供水的自动系统属于机组自动控制系统。技术供水装置的用途是对水电站运行设备进行冷却和润滑。技术供水系统采用水泵供水并设置蓄水池时，水泵的控制方式为：自动启动和停止工作水泵，维持蓄水池水位在规定的范围内；当工作水泵故障或用水量大增而使蓄水池水位下降到备用泵启动水位时，自动启动备用泵并报警。技术供水系统采用水泵供水但不设置蓄水池时，水泵的控制方式为：工作水泵随着机组的启动而自动启动，并在机组运行期间保持运行；当供水总管的水压下降到备用泵启动水压时，自动启动备用泵并报警；

机组停机过程结束后，自动停止水泵；供水管路上的阀门应随机组的启动和停止而自动启动和停止。

蓄水池供水装置的自动控制系统，必须完成下述任务：

(1) 自动启动和停止工作水泵和备用水泵，维持蓄水池水位在规定的范围内。

(2) 当蓄水池水位降到降低水位时，自动启动工作水泵；当工作水泵故障或供水量过大，蓄水池水位降到过低位置水位时，应启动备用水泵，同时还应发出信号。

(3) 当蓄水池水位达到正常水位时，无论工作水泵还是备用水泵都应自动停止运行。

蓄水池供水装置的机械系统如图 6.3-12 所示，有两台离心式水泵，正常时一台工作，一台备用，可以切换，互为备用。水泵从压力钢管（水头过高或过低时则从尾水管）取水，用水泵将水送到高出厂房 15~20m 的蓄水池中，通过供水总管引到主厂房，供给机组技术用水。

蓄水池供水装置的电气接线图如图 6.3-13 所示，水泵的启动与停机可以自动、备用和手动，都由切换开关 SH1 和 SH2 切换。浮子式液位信号器 SL 是自动控制的信号元件，磁力控制 QC1、QC2 则为自动控制的执行元件，中间继电器 KM1~KM3 用于增加接点容量和数量。

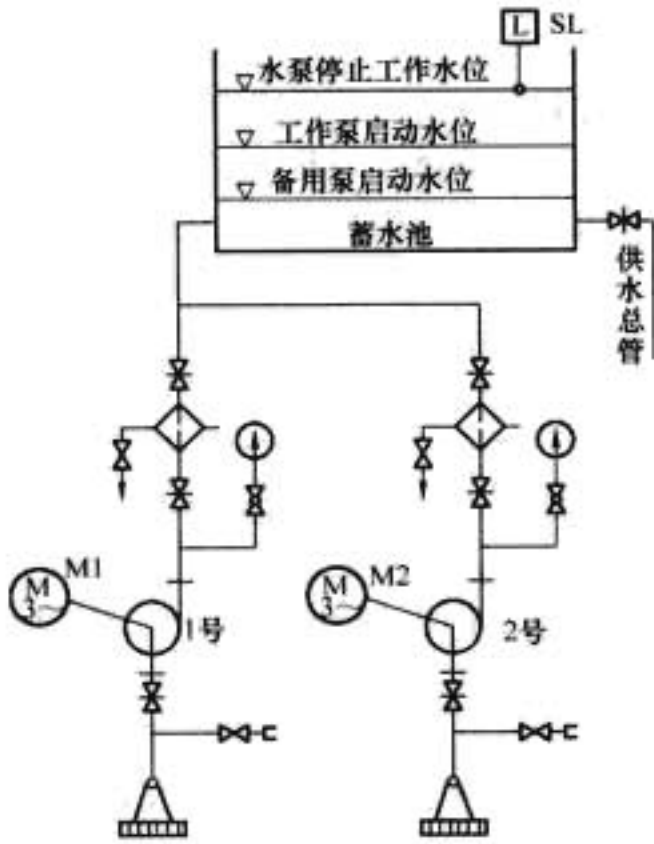


图 6.3-12 蓄水池装置机械系统图

3.3 排水系统

3.3.1 排水系统的作用和排水方式

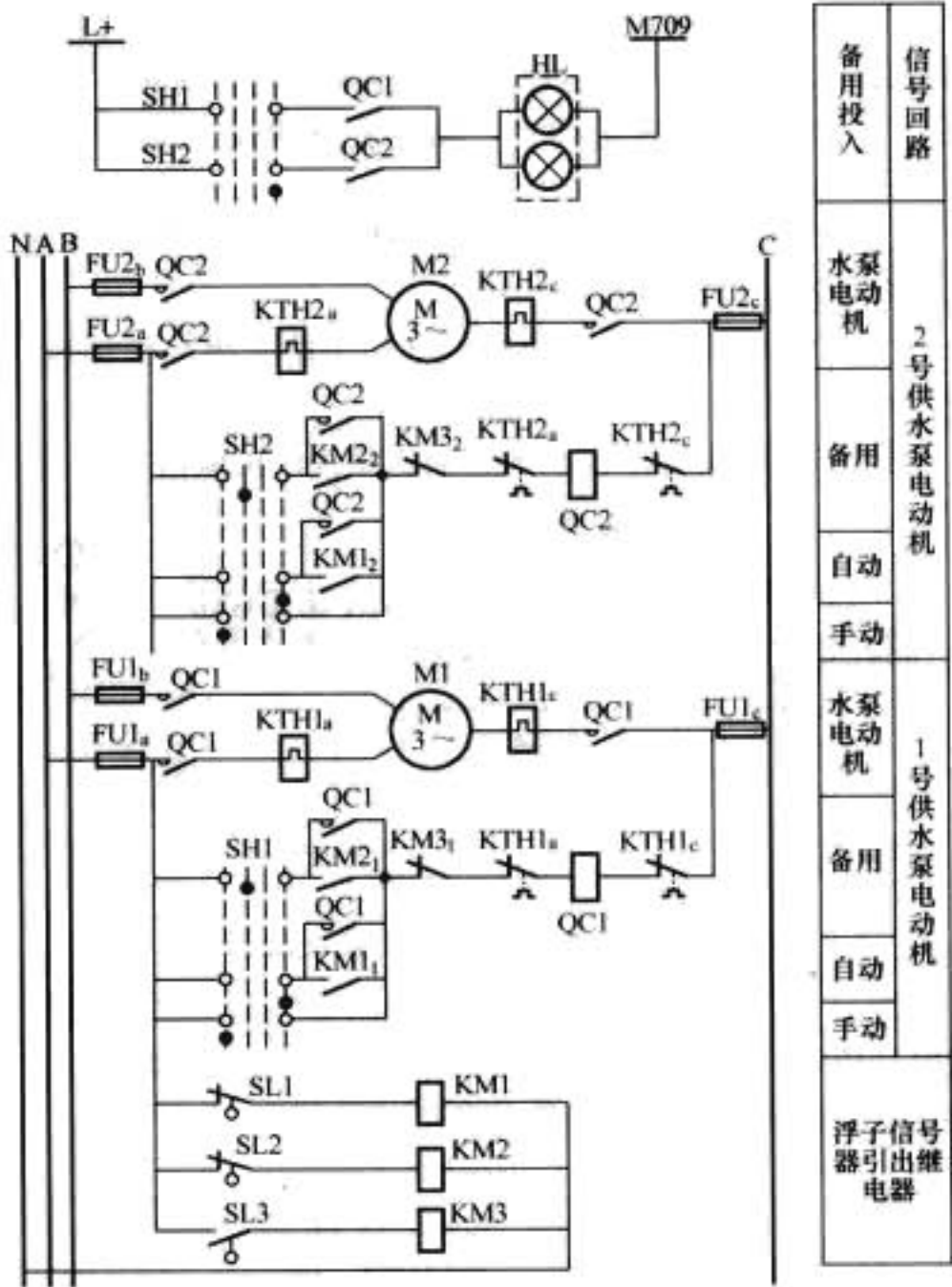
厂房内的生活用水、技术用水、阀门或建筑物及其他设备的渗漏水，均需及时排走。发电机冷却用水等均自流排往下游。不能自流排除的用水和渗水，则集中到集水井，再用水泵排到下游，这个系统称为渗漏排水系统。

机组检修时常需要排空蜗壳和尾水管，为此需设检修排水系统。检修时，将检修机组前蝶阀或进水闸门关闭，将蜗壳及尾水管中的水自流经尾水管排往下游。当蜗壳和尾水管中的水位等于下游尾水时，关闭尾水闸门，利用检修排水泵将余水排走。检修排水可采用下列几种方式：

(1) 集水井。各尾水管与集水井之间以管道相连，并设阀门控制，尾水管的积水可自流排入集水井，再用水泵排走。

(2) 排水廊道。在厂房最低处沿纵轴线设一廊道，各尾水管的积水直接排入廊道，再以水泵排走。由于廊道体积大，尾水管中积水排除迅速，可缩短抢修时间。

(3) 分段排水。在每两台机组之间设集水井和水泵，担



水泵供水装置浮子信号器动作图

水位	水位过低	水位降低	水位正常
SL1			
SL2			
SL3			

图 6.3-13 水泵供水装置自动控制电气接线图

负两台机组的检修排水。

(4) 移动水泵。需检修某台机组时，临时移动水泵装在该处进行排水。

下面以集水井排水方式来说明排水系统的运行与控制。

3.3.2 集水井排水装置的自动控制

水电站的集水井排水装置，是用来排除厂房的渗漏水和生产污水的。为了保证运行安全，使厂房不致被淹和潮湿，集水井排水装置应实行自动控制。

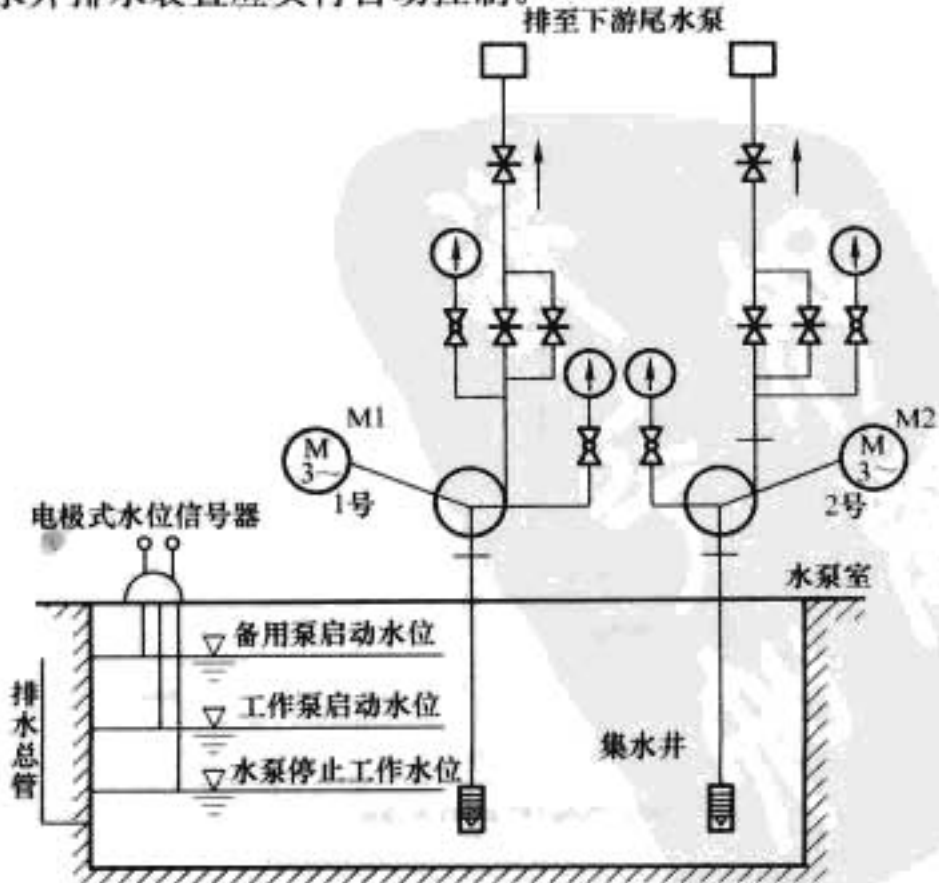


图 6.3-14 集水井排水装置机械系统图

集水井排水装置的自动化要求如下:

(1) 自动启动和停止工作水泵, 维持集水井水位在规定的范围之内。

(2) 当工作泵发生故障或来水量过大时, 集水井水位上升到备用泵启动水位时, 自动投入备用水泵。

(3) 当备用泵投入时, 发出报警信号。

集水井排水装置通常设置两台水泵(离心泵或深水泵), 正常时一台工作, 一台备用, 可以互相切换, 互为备用。图 6.3-14 为采用离心式水泵的集水井排水装置机械系统图, 水泵电动机的控制由设置在集水井的电极式水位信号器来实现。

集水井自动排水控制回路接线图如图 6.3-15 所示。

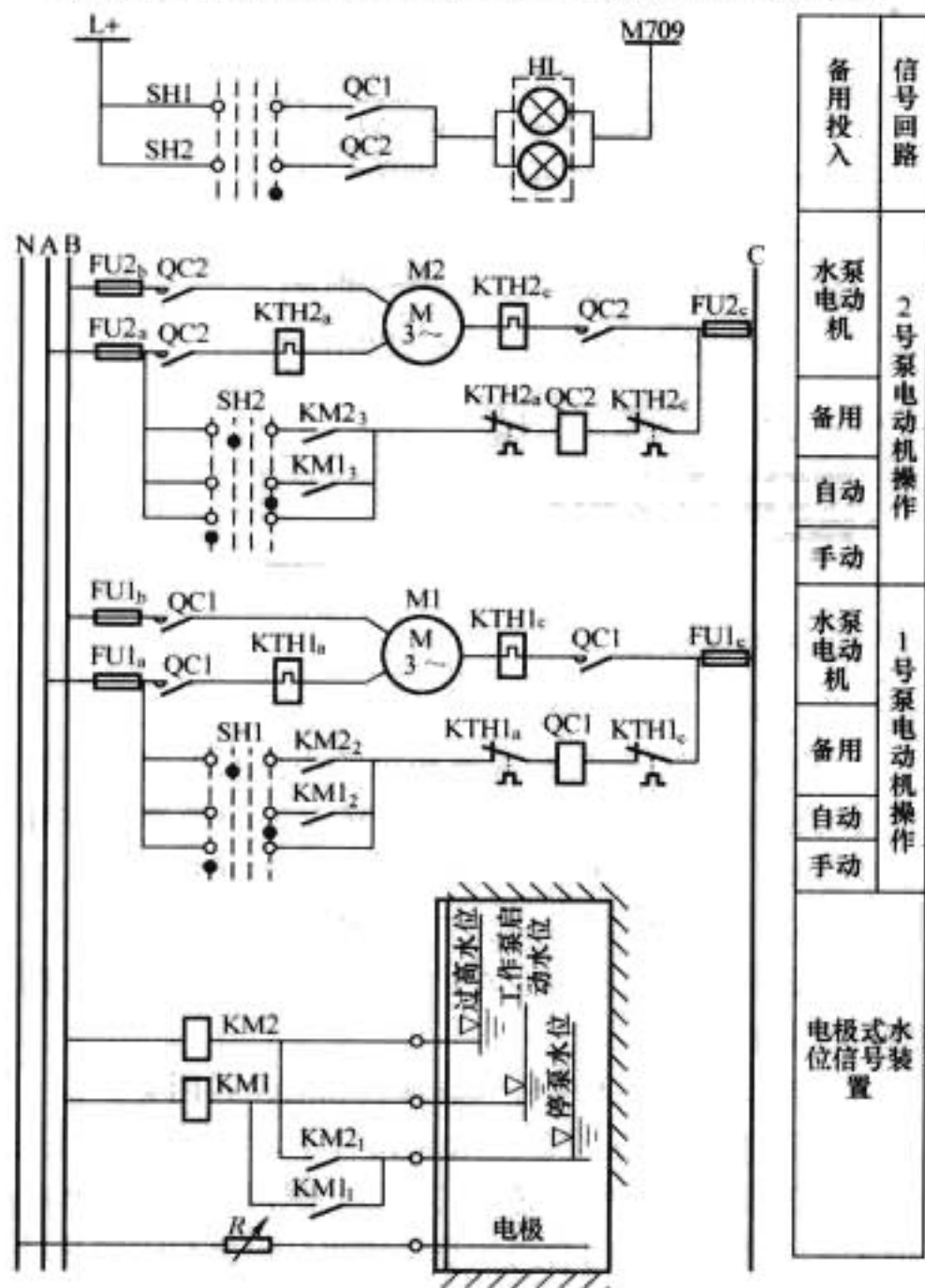


图 6.3-15 集水井排水装置自动控制电气接线图

3.4 压缩空气系统

3.4.1 压缩空气系统的作用和组成

压缩空气系统可分高压、低压二系统。低压压缩空气系统主要用于: 机组制动; 调相运行压水; 蝶阀关闭时, 将压缩空气充入阀上的空气围带, 使其膨胀而减少漏水; 检修时清扫设备, 供风动工具使用; 通向拦污栅, 防冻清污。其额定气压为 0.5~0.8MPa。高压压缩空气系统主要用于: 厂房中所有调速器油压装置的压力油箱充气, 调速器压力油箱中约有 2/3 的体积为压缩空气, 以保证调速器用油时无过大的压力波动, 额定气压为 2.5MPa 及 4MPa; 配电装置如空气断路器的灭弧和操作的用气, 以及断路器的操作用气, 额定气压为 2~3MPa。

压缩空气系统的组成有空气压缩机、储气罐、输气管、测量控制元件。

3.4.2 压缩空气装置的自动控制

压缩空气装置根据用气设备气压的高低分为低压和高压装置。低压供调相压水及机组制动用气, 高压供调速

器及主阀用气, 高压压缩空气装置与低压压缩空气装置气压自动控制相类似, 下面以低压压缩空气装置为例进行介绍。

压缩空气装置的自动化, 必须实现下列操作:

(1) 自动向储气筒充气, 维持储气筒的气压在规定的压力范围内。

(2) 在空气压缩机启动或停机过程中, 自动关闭或打开空气压缩机的无负荷启动阀; 对水冷式空气压缩机, 还需供给和停止冷却水。

(3) 当储气筒的气压降低至工作压力下限时, 备用空气压缩机自动投入, 并发出报警信号。

图 6.3-16 为水电站常用的低压压缩空气装置机械系统图。设置两台水冷式空气压缩机, 正常情况下一台工作, 一台备用。两只储气筒用于调相压水和其他技术用气, 另一只储气筒用于供给机组制动用气, 以保证制动气源的可靠性。为了实现自动控制, 装设了四个压力信号器, YVV1、YVV2 为无载启动电磁阀, YVD1、YVD2 电磁阀作为冷却水开启、关闭的电磁阀。

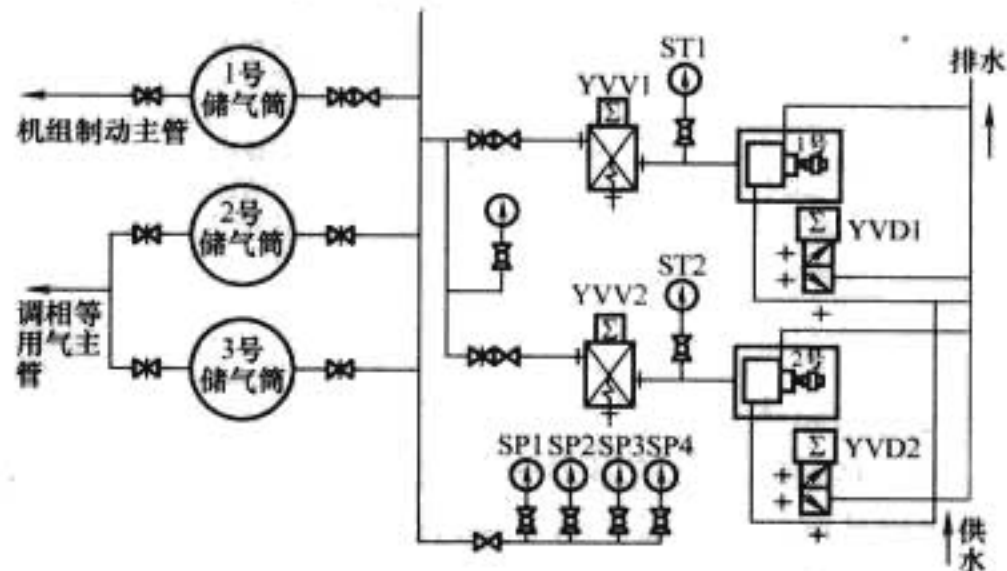


图 6.3-16 低压压缩空气装置机械系统图

图 6.3-17 为低压压缩空气装置自动控制电气接线图, 是根据自动化要求和机械系统图设计的。从图中可知, 所有操作都是借助压力信号器 SP1~SP4, 中间继电器 KM1、KM2 和切换开关 SH1、SH2, 以及磁力启动器 QC1、QC2 来实现, 可以自动, 备用和手动操作。

4 水工设备运行

4.1 闸门和阀门

4.1.1 闸门与阀门的概念

闸门和阀门的作用都是控制水工建筑物中的过水孔口, 安全地调节上、下游水位或流量, 以便过船、过木、泄流、发电、排沙、排冰或其他漂浮物。

一般的闸、阀门主要是由以下部分组成:

(1) 活动部分。它是关闭孔口而又能开放孔口的堵水体, 主要是闸、阀门叶。

(2) 埋设部分。它是固定在水工建筑物中的构件, 主要是孔口的门楣、底槛和支承轨道, 通过这些构件把闸门活动部分所承受的荷载传给水工建筑结构。

(3) 启闭机械。它主要是操作闸门活动部分的设备, 如启闭机等。

闸门和阀门的区别在于: 闸门的的活动部分仅在关闭孔口挡水时, 位于水道孔口内, 开放时则可脱离所在的水道或脱离所在的孔口。闸门的的活动部分与埋设部分是可以分离的。阀门的活动部分无论在关闭或开放时, 均淹没在孔口内或水道内。阀门的活动部分虽在埋设部分内活动, 但二者仍组成

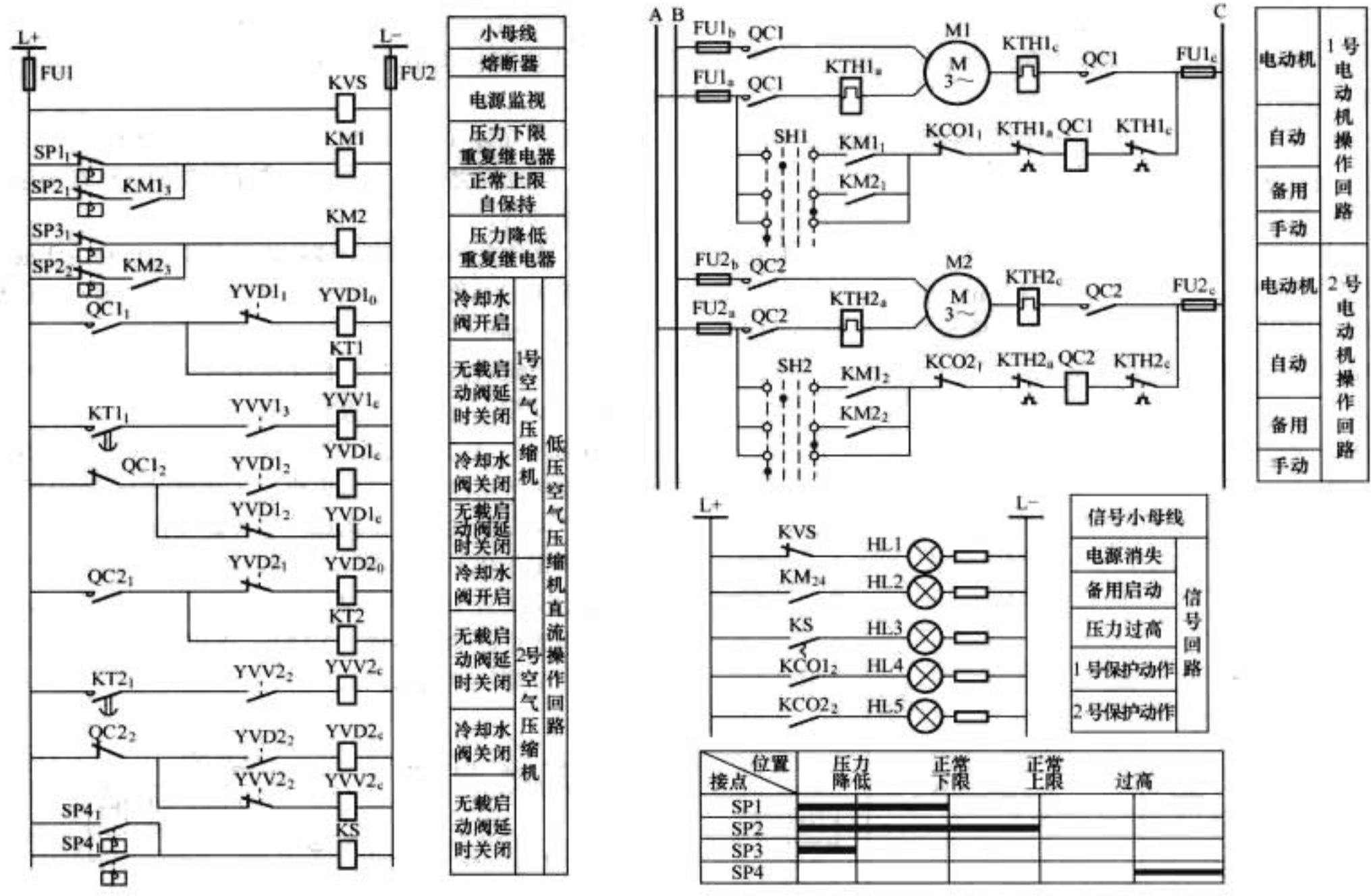


图 6.3-17 低压压缩空气装置自动控制接线图

互不分离的总体。

闸门和阀门都可按需要全部或局部开启。对闸门而言，水流可以从闸门活动部分的下缘通过，也可以从闸门活动部分的上缘通过，后一种情况很少，而且应尽可能避免。对阀门而言，水流是从阀门的活动部分的周边外部或内部流过的。

闸、阀门都应满足如下要求：

- (1) 闸、阀门结构的强度应按设计规范有一定的安全裕度。
- (2) 尽可能使结构简单，制造、安装、运输方便，经济合理。
- (3) 闸、阀门应根据需要和预先规定的条件，顺利灵活地启闭，并经久耐用。
- (4) 闸、阀门的活动部分与埋设部分都应有很高的不透水性，它们之间应有可靠的止水。
- (5) 闸、阀门的体形应使水流顺畅，避免产生空蚀和振动现象。
- (6) 闸、阀门要有良好的防锈蚀措施，并要有检修、维护的设备和场地。

4.1.2 闸门种类

通常按闸门的工作性质、设置位置、使用材料和构造特征加以分类。

(1) 按工作的性质闸门可分为工作闸门、事故闸门、检修闸门和技工导流闸门等。

1) 工作闸门是为保证其所在水道及水道中设备的正常运行而使用的闸门，是进行泄洪、发电、灌溉、过船、过鱼、过木、工业取水、排沙、排冰等工作时必须运用的闸门。

2) 事故闸门是其所在水道与水道中设备发生事故时，为防止事故扩大而使用的闸门。它们常在动水条件下关闭孔口，阻断水流。在事故消除后，则可以在静水条件下开放孔口。当需要快速关闭时，它们也称为快速闸门。这种闸门必

须保证闭门时十分安全可靠。

3) 检修闸门是其所在水道和水道中的水上建筑物或设备检修时使用的闸门。因为关系检修人员的检修条件和安全，所以对门的强度和止水设施要有足够的重视。

4) 施工导流闸门是供施工时关闭导流孔口用的。

以上各种闸门的使用性质并不一定是单一的，一种闸门有时可以兼有几种用途。

(2) 按设置的位置可分为露顶式和潜没式两类。

1) 露顶式闸门是设置在敞流孔口中，当闸门关闭孔口后，门叶的顶部高于所需遮挡的水位，闸门只设两侧和底缘三边止水。露顶式闸门所受的水头较小，但所封闭的孔口往往很大。

2) 潜没式闸门是设置在潜流孔口中，当闸门关闭孔口后，门叶的顶部低于所遮挡的水位。闸门必须设置顶部、两侧和底缘四边止水。潜没式闸门的潜没深度有小有大，深者可超过百米，个别小闸门甚至近 300m。越深则闸门工作水头越高，开门后水流速度很大，由此而引起的空蚀、振动等显得很突出，对闸门的选型、布置、水力设计和结构安全等的要求更高，必须妥为分析。

在工程设计中，同一水工建筑物如大坝上按高程不同而设有多层闸门时，为讲述方便，有时用表孔、中孔、深孔等来表示闸门所在位置。

(3) 按制造闸门的材料和方法分类。用什么材料和使用什么方法制造闸门，往往要根据当时、当地的技术和经济条件决定。根据我国的实践，闸门的的活动部分按材料分类见表 6.3-1。

表 6.3-1 闸门按材料分类表	
材 料	闸门名称
钢	铆接闸门
	焊接闸门
	铸钢闸门

续表

材 料	闸门名称
铸铁	铸铁闸门
木	木闸门
钢筋混凝土	普通钢筋混凝土闸门 预应力钢筋混凝土闸门
其他材料	钢丝网水泥闸门

(4) 按闸门活动部分的构造特征分类。这些特征主要是闸门挡水面板的形状如平面或曲面，而辅以其他的构造特征如门叶的移动方式为直线或曲线，荷载支承结构为滑动或滚动，以及闸门整体的形状为人字形或扇形等。闸门按构造特征分类见表 6.3-2。

表 6.3-2 闸门按构造特征分类表

构造特征	移动方式	闸门名称	备 注
平面式	垂直升降	滑动闸门 定轮闸门 链轮闸门 串轮闸门	平面闸门有较多的变种如高压滑动闸门、双层闸门、跨步闸门、附环闸门等
	横拉式	滚轮闸门	
	转动式	舌瓣闸门 翻板闸门 盖板闸门(板门) 人字闸门 一字闸门	
	混合移动式	升卧闸门 叠梁闸门 排针泄板	
弧形	横轴式	弧形闸门 反向弧形闸门	
	竖轴式	弧形闸门	
屋顶形		屋顶形闸门(浮体闸)	
扇形		上浮式扇形闸门(鼓形) 下沉式扇形闸门	
浮箱形		浮箱式闸门	
拱形	垂直移动 绕水平轴转动	水平拱形闸门 腰带闸门	
圆辊形		圆辊闸门	
立式圆柱形		圆筒闸门	
球形		球形闸门	

4.1.3 阀门种类

阀门是作为高水头控制水量的设备，绝大部分采用铸钢制作。适合于高水头的水流形态，被用来做工作阀或事故阀。按构造特征，阀门可分类如下：



(1) 针形阀。针形阀是使用较早的一种阀型，适用于要求开度较小，运行时间较长的水道上。一般设于水道出口，水流在空气中消能。针形阀由阀体、喷嘴、固定阀舌、活动阀舌、止水装置及操纵设备等组成。

(2) 管形阀。管形阀是从针形阀发展而来的，适于经常开启，但流量的控制要求不太严格的情况下使用。可以设在水道中，但实践中多安设在水道出口。管形阀是由阀体、喷

嘴、固定阀舌、活动阀舌、止水装置及操纵设备等组成。

(3) 空注阀。空注阀适用于在任一开度和任何时段以精确控制流量。一般设于水道出口，在空气中消能。空注阀是由阀体、固定阀舌、活动阀舌、止水装置、通气叶装置和操纵设备组成。

(4) 锥形阀。锥形阀结构简单，可用钢板焊制，因此广泛地应用在中、小型水利水电工程压力管道的出口，用以控制流量。锥形阀按其构造可分为外套式和内套式两种。外套式锥形阀是由法兰阀、固定阀体、活动阀套、锥体、止水装置及操纵设备等组成。内套式锥形阀是在外套式锥形阀的基础上发展起来的一种新型阀门，并在我国广东省首先使用。它是由固定阀体、活动阀套、锥体、止水装置、行走轮和操纵设备等组成。

(5) 蝴蝶阀和球阀。这两种阀都广泛应用于水轮机前作为事故检修阀门。

4.2 启闭机

4.2.1 启闭机的种类

水工机械设备的启闭机是水工闸门、阀门及拦污栅等的操作设备，它们的种类命名很多。

(1) 按布置方式启闭机可分为固定式、移动式和回转式三大类。

1) 固定式启闭机是不移动位置的专用启闭机。一台机器只能操作一扇闸门或一台阀门或一片拦污栅。

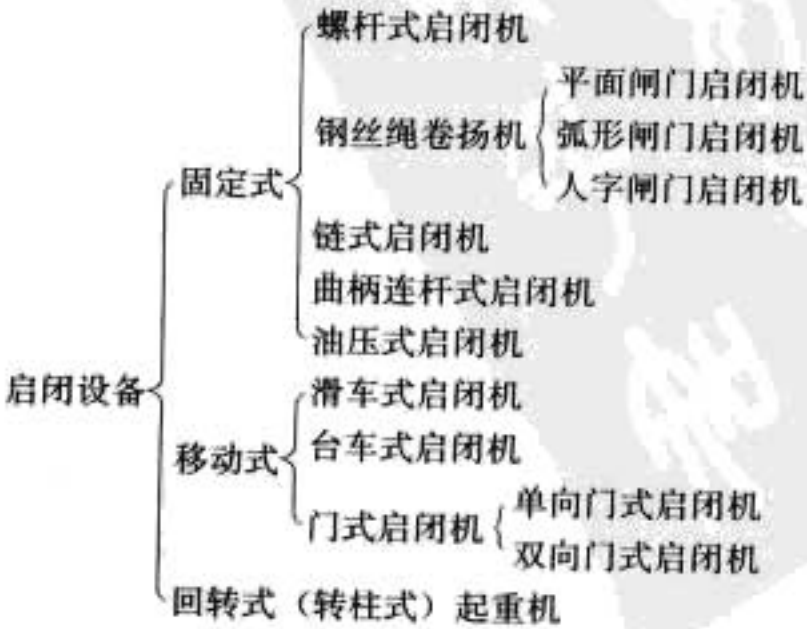
2) 移动式启闭机是可以移动的(可行走的)多用启闭机，一台机器可以分别操作多扇闸门或拦污栅或数种闸门。阀门很少用移动式启闭机操作。移动式启闭机按其移动方式又可分为单向移动式和双向移动式两种。单向移动式只能沿着一个方向(如沿坝轴线方向)移动。双向移动式设有两个车架，可以沿纵横两个方向移动。移动式启闭机还可按其外形有门式、半门式、滑车式和台车式之别。

3) 回转式启闭机是依靠臂架旋转的启闭机，用以起升和转移拦污栅或闸门。回转式启闭机在水利工程中一般是装在其他启闭机上作为辅助设备。以水力操作的旋转式启闭机则为主要设备。

(2) 按传动系统启闭机可分为螺杆式、液压式和钢丝绳卷扬式三种。螺杆式启闭机是采用蜗轮蜗杆传动。液压式启闭机是利用液体压力传动。钢丝绳卷扬式启闭机则采用齿轮传动。

(3) 按牵引方式可分为索式(钢丝绳)、链式和杆式(螺杆、齿杆、活塞杆)等三种。索式因其连接方便、适应性强、自重小、价格低、维护简便，目前应用最广，其缺点是钢丝绳浸入水中易锈蚀，在深水高扬程中为吊杆所代替。链式比较坚固，使用寿命长，但自重大，价格高，不能批量生产，故目前国内很少采用。杆式的最大优点是能压能拉，对需要闭门力的闸门比较适用。

以上各种启闭设备综合分类如下：



4.2.2 各种启闭机简述

水工机械中闸、阀启闭设备一般都有如下特点：

(1) 启闭机的荷载变化大，在操作过程中开始启动的瞬间常为满负荷，甚至可能超载，但启动后负荷很快下降。在操作一次的全循环过程中，满负荷的时间很少超过三分之一。

(2) 启闭机满负荷运转的机遇较少（启闭阀门的启闭机略有不同）。

(3) 运行速度低。卷扬式启闭机的升降速度在 $1\sim 4\text{m}/\text{min}$ 范围内，油压式启闭机的速度在 $0.5\sim 2\text{m}/\text{min}$ 范围内，螺杆式启闭机则较慢。

(4) 为适应某些闸门的运行要求，如水电站进水口的快速闸门，要求有较大的关门速度，但并不需要很大的开门速度。

各种启闭机简述如下：

(1) 螺杆式启闭机。螺杆式启闭机主要由起重螺杆、承重螺母、传动机构、机架、开度指示器和附属装置等部件组成，是借承重螺母的旋转，带动起重螺杆作升降运动，来开启或关闭闸门。由于其构造简单，同时起重螺杆系刚性结构，不仅能满足闸门的提升要求，而且还可用于需要下压力关闭闸门的场合。在我国中、小型水利水电工程中应用极为广泛。螺杆式启闭机如图 6.3-18 所示。

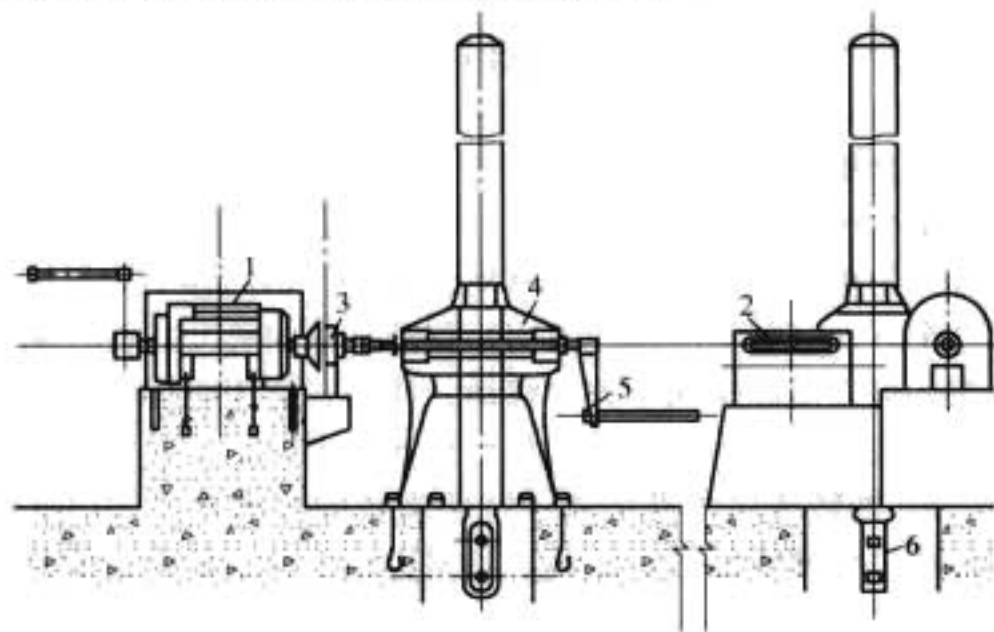


图 6.3-18 螺旋式启闭机

1—电动机；2—深度指示器；3—安全联轴节；
4—蜗轮箱；5—摇手柄；6—起重螺杆

(2) 固定卷扬式启闭机。

1) 固定卷扬式平面闸门启闭机。固定卷扬式平面闸门启闭机是借卷扬筒的转动，使吊具作垂直升降运动，来开启或关闭闸门。由于其结构简单，使用方便，在我国大、中、小型水利水电工程中应用极为广泛。

2) 固定卷扬式弧形闸门启闭机。固定卷扬式弧形闸门启闭机与平面闸门启闭机在构造和机构布置等方面都基本一致，所不同的是，弧形闸门启闭机系斜向起吊，卷扬筒的支座受斜向力；当弧形闸门的吊点设在门前底部时，考虑到吊点连接的方式，一般不采用滑轮组，因而电动机的功率较大；当弧形闸门的吊点设在门后或门顶时，同样可以采用滑轮组，但滑轮组的倍率一般较低，定滑轮将有一倾斜角。

3) 固定卷扬式人字闸门启闭机。固定卷扬式人字闸门启闭机是借卷扬筒的转动，使钢丝绳作水平运动，来开启或关闭闸门。一般用在中、小型船闸上作为人字闸门的启闭设备。由于人字闸门系双扇闸门，故要用两组分别传动。每扇闸门采用一台启闭机，利用电器控制使两扇闸门的动作协调一致。由于人字闸门是在静水中启闭的，因此人字闸门启闭机的起重量一般都不太大，所以小型人字闸门启闭机常附有

手摇装置。

(3) 链式启闭机。链式启闭机是借链轮的转动，带动片式链作升降运动，来启闭闸门。链式启闭机多用于闸门跨度很大、闸门较重的露顶式闸门和有特殊要求的圆辊闸门上。链式启闭机的驱动方式一般为电动。它是由传动系统、连接支持部件、负荷控制和行程指示设备等组成。传动系统包括电动机、制动器、减速器和链轮等。连接支持部件包括联轴器、轴承、传动轴、片式链和机架等。

(4) 曲柄连杆式启闭机。曲柄连杆式启闭机由传动机构、连接支持部件和负荷控制设备等组成。以扇形齿轮圆盘和连杆组成曲柄连杆机构，借助于齿轮圆盘的转动，通过连杆带动闸门转动，以达到启闭闸门的目的。一般用在大、中型船闸上以启闭人字闸门。

(5) 油压式启闭机。油压式启闭机是由油控制系统、起重系统和操作机构等组成。油控制系统包括电动机、油泵、液压元件、阀门、油箱、管路及附件等；起重系统包括油缸、活塞、机架和专用液压元件等；操作机构包括主令指示装置等。

(6) 滑车式（葫芦）启闭机。滑车式（葫芦）启闭机（简称滑车）是由链轮或绳索滑轮及卷筒所组成的结构比较简单、尺寸较小的一种起重机械。根据驱动方式可分为人力滑车和电动滑车两种。滑车的悬挂方式有地脚固定、吊板固定、手拉小车、链轮小车、电动小车等多种形式。但在水工机械设备中，使用得较多的是电动滑车，常安装在工字梁轨道上。用于单吊点、孔口较小、吨位较低的小型闸门。并可附于门式启闭机的悬臂梁上配套作附钩使用。

(7) 台车式启闭机。台车式启闭机是将固定的起升机构设置在单向走行的台车架上的一种移动式启闭机，一般在启闭机平台以下设有检修平台的情况下使用。台车式启闭机是由起升机构、走行机构、台车架及附属设备等组成。起升机构与固定卷扬式平面闸门启闭机相同，走行机构包括电动机、减速器、联轴器、传动轴、制动器和车轮组等；附属设备包括缓冲器及操作室等。

(8) 门式启闭机。门式启闭机是一机多用的移动式启闭机，适用于多孔口的电站进水口、溢洪道等多种闸门的启闭，在水电工程中使用较广。门式启闭机根据水工建筑物的布置和对水工机械设备运行的要求，可以分为单向门机和双向门机两种。

(9) 转柱式起重机。转柱式起重机是固定旋转式起重机的一种，在水电工程中，一般用来与门式启闭机配套使用，装设在门式起重机的门腿上，常称为回转吊。这种起重机不设变幅机构，其起重量一般为 6、12、20、32t。其起升速度与起升扬泄往往较高，旋转角度不超过 180° 。由于其起重量较小，使用灵活，因此往往用它起吊门式起重机小车运行范围以外的拦污栅、清污机及其他零星物品，使用极为频繁。

转柱式起重机是由起升机构、滑轮组、旋转机构、回转构架和上、下支承等组成。

4.3 拦污栅及清理机

4.3.1 拦污栅

拦污栅是设在水电站引水道进口和抽水蓄能电站的进口与尾水口，用以拦阻水流所挟带的沉木、树枝、杂草和其他固体杂物的设施，使杂物不易进入水道内，以确保闸门、阀门、水轮机、水泵水轮机等不受损害，确保有关设备的正常运行。拦污的杂物需及时予以清理，以减少水能损失，防止

拦污栅被杂物压坏。为此应根据水电站的具体情况、杂物性质和数量,采用比较合适的清理设备。清理出的杂物须进行处理,如运走、就地销毁或加以利用等方法。将杂物排向下游是不可取的,因为它将影响下一级水电站的运行,增加下一段河流的污染。

拦污栅的主要组成部分是:

(1) 拦污部分。即拦截水流中杂物的结构,可以固定在水工建筑物上,也可以为活动的结构,如同闸门活动部分的门叶一样。

(2) 清理机。为清除拦污结构上的杂物的设备,类似闸门的启闭机。

拦污栅及清理设备应满足下列要求:

(1) 拦污栅应有足够的强度储备。

(2) 使水能损失减到最小。

(3) 运行方便,排除污物效果高。

拦污栅一般设在引水道进口。对发电引水道,一般设在引水道上游端,并放在检修闸门和事故闸门之前;对抽水蓄能电站,则在引水道的上、下游端均需设拦污栅。

4.3.1.1 拦污栅的型式

拦污栅的工作位置可在深水中,也可在浅水中;深水拦污栅受杂物或冰冻堵塞的机会较少;而浅水拦污栅则易于受到堵塞。

拦污栅可垂直的或倾斜的安设在水流中。垂直拦污栅可根据杂物情况,设置一道或两道,有时还可以和检修闸门同槽交替使用;倾斜拦污栅面与水平面的夹角一般为 $45^\circ \sim 80^\circ$,这样可增大栅面,使过栅流速及水头损失减少,便于清除杂物。

拦污栅可分为固定式、移动式和回转式三种。固定式拦污栅的支承梁两端埋设在或用锚栓固定于混凝土墩墙中。这种多用作浅水拦污栅,它的结构比较简单,无需起吊设备,由于不能提出孔口,不便于检修和维护,同时需要专门的清理设备才能清除杂物。移动式拦污栅设有支承行走装置,可将拦污栅提出槽,既便于拦污栅的检修维护,也便于提栅清理。因此移动式拦污栅使用得比较普遍。回转式拦污栅是一种旋转式的新型拦污栅,这种拦污栅具有拦阻和清除杂物的双重功能,适用于引水流量较小的浅式进水口。

按总体布置型式,拦污栅在平面上可为直线型、折线型、圆弧型、半圆型和圆型(塔式进水口),如图6.3-19所示,后两种也称为多边形。有时还将多个进水口的拦污栅布置成互相连通的方式。除直线型外,其他的几种型式都可增大水流的过栅面积,减少水头损失。但联通式布置常需作顶盖,费用较多。

4.3.1.2 拦污栅结构

(1) 固定式拦污栅。固定式拦污栅是由栅体、栅槽、埋设件及清理机组组成。无论哪种布置,固定式拦污栅的栅体总是平面型,视孔口大小可分为数片,每片宽1.0m左右,长约3~5m。每片中有栅条,用板条相互连接成整体。栅条的截面为矩形或流线形,两端镶嵌角钢或扁钢,中间则有槽口的肋片或串条相互连接,肋片或串条的间距约0.75~1.0m。栅体上、下两端设有与栅槽埋件或支承梁埋件相连接的螺栓。栅槽主要包括栅眉和底槽两部分。为了减少水力损失,无论是栅眉或底槽,以采用较浅的槽为宜。栅体支撑在水工建筑物的支承梁上,进水口尺寸较小时,可以不设支承梁,栅体直接装在栅槽中。支承梁除支撑栅体外,还便于栅体沿上、下方向分节。为了减少水头损失,水平的、竖直的(或倾斜的)支承梁的断面布置成顺水流向具有流线形的截面形

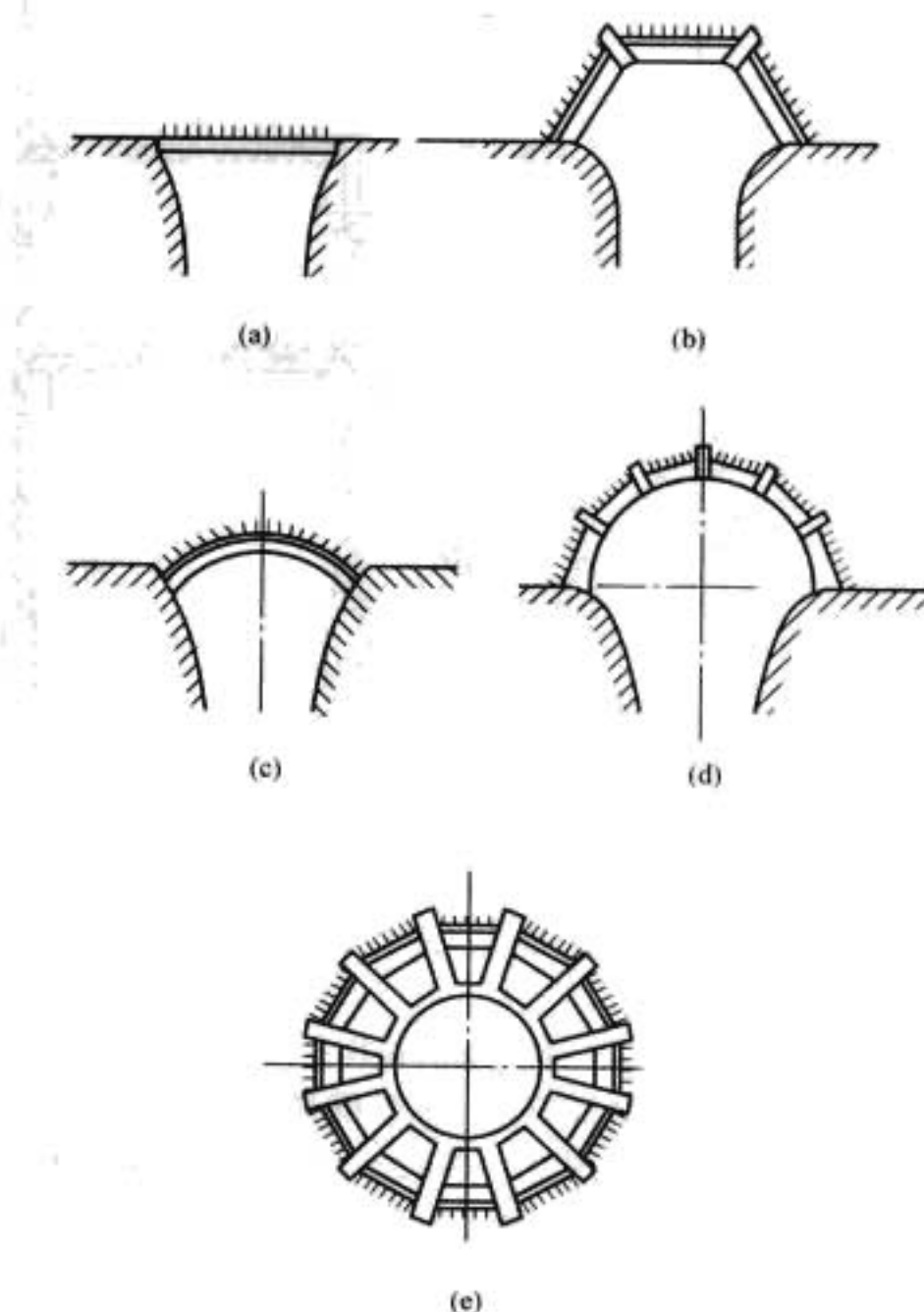


图 6.3-19 拦污栅的布置

(a) 直线型; (b) 折线型; (c) 圆弧型;
(d) 半圆型; (e) 圆型

式。支承梁可采用钢筋混凝土梁,亦可采用钢梁。钢筋混凝土支承梁的两端与混凝土墩做成整体。钢梁则须用锚栓固定在墩中。

(2) 移动式拦污栅。移动式拦污栅可在栅槽内升降,它是由栅体和栅槽两部分组成。栅体包括栅片、支承框架和支承行走装置;栅槽包括埋设在混凝土内的主、反、侧向支承轨道和保护栅槽边棱的护角以及底支承等。栅片结构是由直立的矩形或流线型的金属栅条互相连接而成。连接方式有螺栓连接和焊接两种。支承框架的形式较多,常用的是平面式支承框架和圆拱式支承框架两种。拦污栅的高度较大时,为了便于运输及安装,往往分节设置,节间用铰轴连接。支承行走装置包括主滑块、反向滑块和侧向滑块。在特殊情况下,也采用轮式支承的,还可以将主滑块与侧向滑块合而为一。支承行走装置均设在支承框架的边梁上,主滑块将支承框架承受的荷载传至栅槽混凝土,反向滑块及侧向滑块则起导向作用。

(3) 回转式拦污栅。回转式拦污栅是由固定框架、转动栅片、传动系统和导轮装置组成。栅片回转,将水流中的杂物和流冰拦阻于栅前,并捞出水面,再倾入排污槽中。栅片一般向水流下游倾斜,与水平面的夹角为 $63^\circ \sim 70^\circ$ 。

4.3.1.3 拦污栅的防冻

位于寒冷地区的浅式进水口的拦污栅,易被冰屑和冰冻堵塞,必须采取适当的防冰措施。目前常用的措施有电热法,压缩气泡法等。

(1) 电热法。采用电热拦污栅是防止冰屑冻结在拦污栅上的有效措施,主要通过电热使拦污栅加热并保持其温度在 0°C 以上。电热拦污栅需将栅片顺次连通,并用绝缘材料将栅片与其他金属部件隔离,使用低电压大电流通过栅片,获

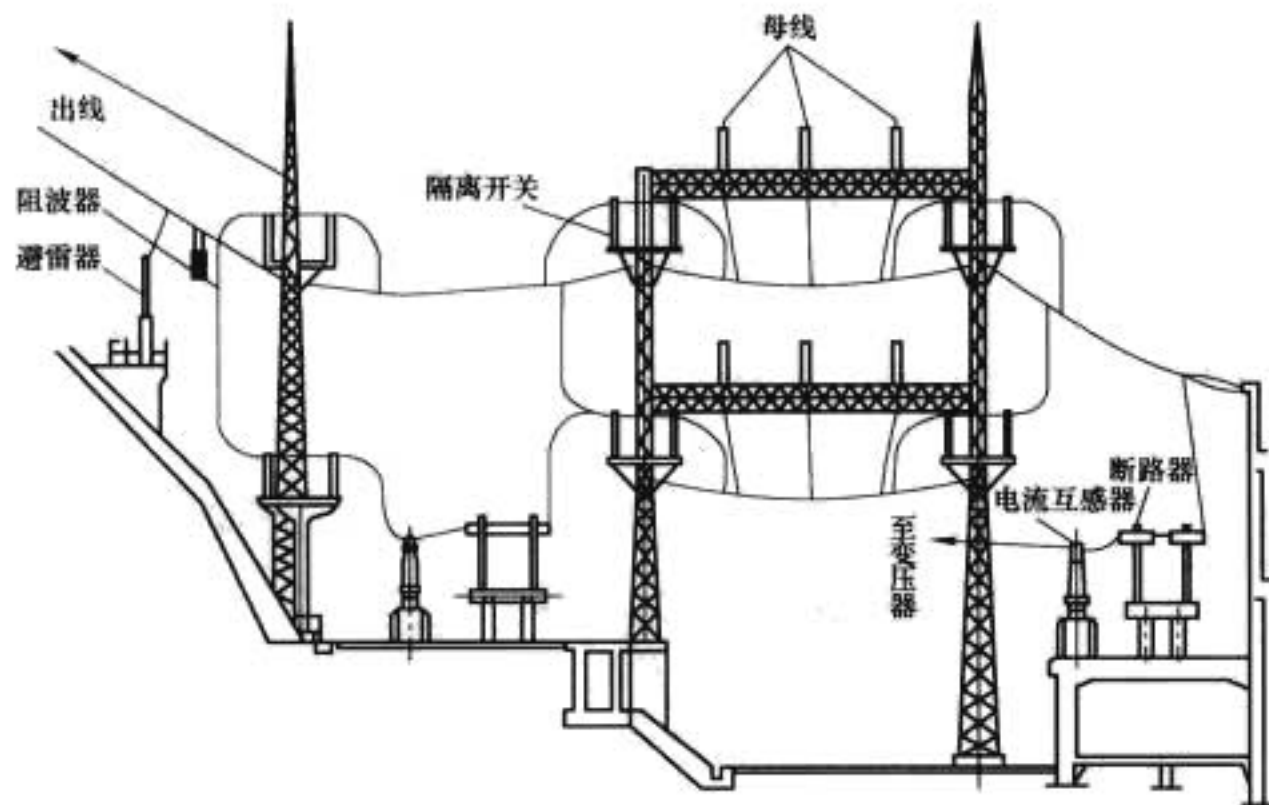


图 6.3-20 水电站 220kV 屋外开关站高式布置

得所需热量。为了工作人员的安全,电压控制在 50V 以内。电热拦污栅加热时的耗电量为 $1.8 \sim 4.5 \text{ kW/m}^2$,耗电量较大,但效果较好。

(2) 压缩气泡法。压缩气泡法是用空气压缩机把空气由输送管引到栅片的各个部位上,从喷嘴释放出来,产生的小气泡与周围未冻的水相混合,形成一股强烈上冲的温水流。用以防止水面结冰及溶化浮冰。压缩气泡法所需设备有空气压缩机、空气传送管、控制阀及喷嘴等。实践证明这种方法是比较经济而且有效的。

4.3.2 清理机

拦污栅拦截的杂物必须及时进行处理。一则防止拦污栅被杂物压坏,再者可减少水能损失。清理的方法可根据杂物情况采取人工清理、机械清理和提栅清理等方法。由于人工清理工作极为繁琐,提栅清理又必然迫使发电机组停机,因此机械清理是较好的方法。目前国内、外使用的清理机有耙斗式、齿耙式、抓斗式几种。该三种清理机的使用情况均不理想,有的还处于试验阶段,有待进一步完善。

(1) 耙斗式清理机。耙斗式清理机是由耙斗、清理机及排污设备所组成。耙斗是清理机的关键部件,耙取杂物的效果,直接决定清理机的成败。清理机可为台车移动式,也可为门架移动式。排污设备包括料口、水槽和集污坑。清理上来的杂物可通过料口自动倒入水槽,利用水力自动将杂物冲至集污坑。有的则将杂物倾倒在车辆上运走。清理机为门架移动式,它包括传动机构、行走机构、保安装置和驾驶室等。

(2) 齿耙式清理机。齿耙式清理机是由齿耙机、清理机和排污设施等组成。可用于浅式或深式进水口垂直置放的拦污栅的清污。当用于深式进水口垂直置放的拦污栅时,最好特设支承行走轨道,使齿耙机沿着轨道升降。清理机可以是门式,也可以是台车式。它是由传动机构、行走机构、保安装置和驾驶室等组成。除传动机构的类型较多外,其他均与耙斗式清理机的清理机一样。

(3) 抓斗式清理机。抓斗式清理机是由抓斗及其起吊设备组成。抓斗的起吊设备可以是专用的,也可依附于其他启闭机,如门式启闭机的回转吊操纵。抓斗式清理机主要用于有大量潜沉树木或沉积的砂石的清除。这两种类型均为双绳抓斗。在抓斗上设起升绳和闭合绳,起升绳控制抓斗的升降,闭合绳控制抓斗的张闭。因此抓斗必须依靠有双卷筒的起重机操纵。

4.4 水工机械设备的布置与选型

水工机械设备应根据水利水电工程的总体布置和运行调

度的要求来设置。在大、中、小型工程中各种水工建筑物都有其特定的用途和调度方式,常需要具有可移动性又调度灵活的水工设备与其配合以发挥其效益。如果水工机械设备布置和选型得当,就可确保整个水工建筑物取得预期的使用效果。否则就会带来这样或那样的问题,甚至会导致失事。水工机械设备的布置与选型必须满足下列要求:

(1) 最大限度地满足水工建筑物的各项运行要求。

(2) 正确处理闸门水力学问题,要求达到水力条件好,无振无蚀。

(3) 必须综合考虑水工机械设备的材料供应、制造条件、运输方式和安装技术。

(4) 应使水工机械设备安全适用,操作简便、灵活、检修维护方便。

(5) 力求水工机械设备经济合理。

水工机械设备布置与选型的实质问题是合理的确定孔口尺寸、设置位置和道数、闸门型式、启闭机型式等。它们之间是密切相关又互相约束的。正确地处理好上述问题,并使其互相协调一致,就可使水工机械设备达到合理的结果。

4.4.1 孔口尺寸

孔口尺寸主要取决于河床宽狭情况、允许单宽流量、水流性质、水位控制精度、过闸流速、水头大小、启闭能力、水工设备的制造工艺水平和有关规程规范等因素。孔口的尺寸不能过大,否则将会给闸门和启闭机的制造带来困难。孔口尺寸与工作水头的大小成反比。水头较低,则孔口尺寸可较大;水头越高,孔口尺寸就越小。

4.4.2 设置位置及道数

水工机械设备的设置位置,必须首先考虑避免不良的水力因素的影响,这不仅是水工建筑物的需要,也是闸门水力学的要求。

(1) 闸门应与水流正交,尽可能避免横向流和折冲水流。

(2) 要尽可能避免闸前产生气囊压力。

(3) 闸门应避免布置在水道的弯段上。

(4) 闸门要尽可能避免布置在淹没出流和回流影响区。

4.4.3 闸(阀)门型式

闸(阀)门的型式很多,但就目前国内、外发展情况看,应用得最多的仍然是平面闸门、弧形闸门、人字闸门和锥形阀等数种。虽然水利水电事业在不断发展,但在门型上没有变化,仅在局部细节方面的革新较多,如随着工作水头的增加及某些用水要求,闸门需局部开启等情况,采用偏心铰弧形闸门;由于排冰和需要严格控制上、下游水位而采用带舌瓣的弧形闸门;为了避免因设门槽而破坏水流的连续性,改善高压闸门的水力条件而采用附环闸门;为了减少启闭机的启闭力而又得到较好的水力条件而采用空腹式腹腔过水的平面闸门等。当然在闸(阀)门的选型上不能受常用门型的约束,要根据水工建筑物的特点因地制宜地选择一种技术上可能、经济上合理、运行时可靠的门型。

4.4.4 启闭机型式

在选用启闭机时,不仅要满足闸门操作运用的要求,诸如启闭方式(动或静水启闭)、启闭速度、操作方式(集中或分散操作),而且要满足水利水电枢纽总体布置的要求,选择技术上可能,运行方便的启闭机。

5 开关站运行

5.1 开关站的分类

水电站的开关站分屋外开关站和屋内开关站两种。屋外开关站的电气设备露天布置，迄今为止，水电站用得最多。在山势陡峻的地区，沿不同高程分几层布置的，称阶梯式。屋内开关站，电气设备布置在屋内，环境条件好，适用于空气污秽或近海环境对金属有腐蚀的地方，一般电压较低，多在110kV及以下。

气体绝缘金属封闭电器是20世纪60年代发展起来的成套高压电气装置，体积小，占地面积少，使用空间小，使开关站的布置形式有了新的进展。这种成套电气装置既可布置在屋内、洞内、坝内、坝后等，也可布置在屋外。

屋外开关站的典型布置形式有高式、中式和低式三种。

(1) 高式布置。两组母线上、下重叠，母线隔离开关相应位于各层母线下。其最大的优点是占地面积小，一般约为中式布置的一半，很适合处于山谷且平地较少的水电站。并且，由于布置紧凑，减少了绝缘子串、电缆和导线的数量。它的主要缺点是操作维护较困难，其次是钢材用量大。图6.3-20所示为布置在水电站厂房和大坝间的220kV屋外开关站高式布置方式。

(2) 中式布置。所有设备都放在支架上，使带电部分与地面保持必要的高度，操作维护方便，也很安全。缺点是占地面积较大。若采用单柱式隔离开关、硬母线布置，可以减少面积，减少开挖量。若沿山作阶梯式布置，虽不减少占地面积，但可减少开挖量。图6.3-21为水电站220kV屋外开关站中式布置方式。

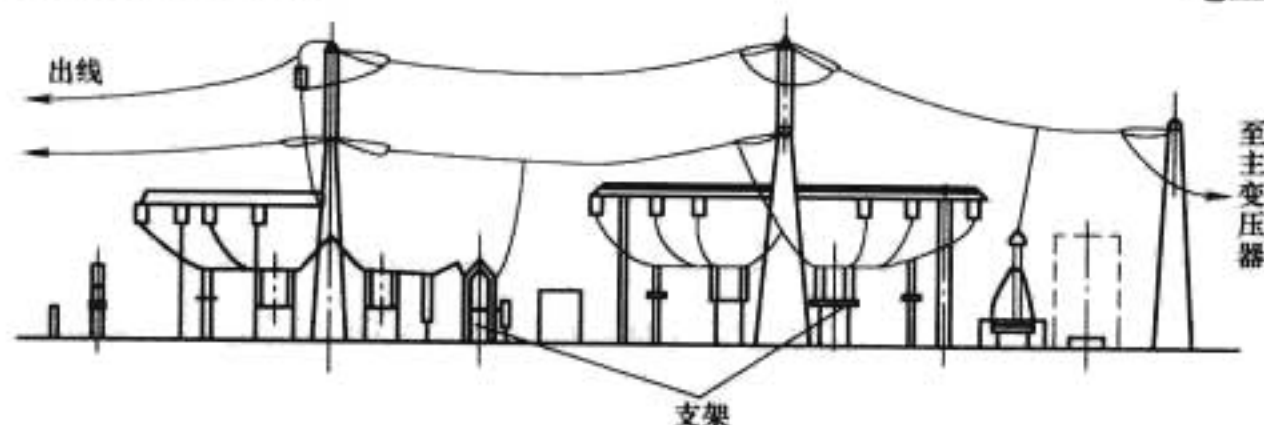


图 6.3-21 水电站 220kV 屋外开关站中式布置

(3) 低式布置。电气设备放在地面基础上，设备周围设围栏，以保证人对电器的安全距离。其优点是：很少高空作业，安装维护方便；节省支架，缩短工期，降低造价；设备重心低，抗震效果好。缺点是占地面积大和尘土污染严重。采用手车式断路器，可以减小占地面积。

5.2 开关站中的电气设备

开关站中的电气设备包括断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、阻波器、母线、结合电容器、并联电抗器以及相应的系统安全和控制设施等。这些设备的连接和布置，全部依照电气主接线的要求。

5.2.1 电压互感器

电压互感器按工作原理分为电磁式和电容式两类电压互感器。其中电磁式电压互感器最常用，可用于各种电压等级。电容式电压互感器则用于110kV及以上高压及超高压电力系统，它除了具有电磁式电压互感器的作用外，还可以代替高频载波用耦合电容器。由于它的绝缘冲击强度高，220kV及以上的电容式电压互感器造价比电磁式电压互感器要低，但其容量则较电磁式电压互感器为小。

电压互感器的准确级分为0.2、0.5、1、3、3P、6P等六种，准确级是指在规定的二次电压(0.8~1.2) U_N 和二次负荷变化范围(0.25~1) S_N 内， $f=f_N$ ，负荷的功率因数为0.8时的电压误差最大值，用百分比表示。实际使用中，一次电压和二次负荷变化不大，所以准确级比电流互感器容易保证。电压互感器规定了额定容量和最大容量，最大容量不保证精度，由长期工作时容许的发热条件决定。额定容量是指对应于最高准确级时的容量。

电压互感器按其绝缘结构形式，可分为干式、浇注绝缘式、充气式、油浸式等几种。干式电压互感器结构简单，但体积较大，只适用于0.5kV以下的户内装置；浇注绝缘式电压互感器结构紧凑，维护方便，适用于3~35kV户内装置；充气式电压互感器主要配套用于六氟化硫绝缘的封闭式组合电器；油浸式电压互感器绝缘性能好，可用于高压各个电压等级的户内外配电装置中。

电压互感器常用的接线方式如图6.3-22所示。

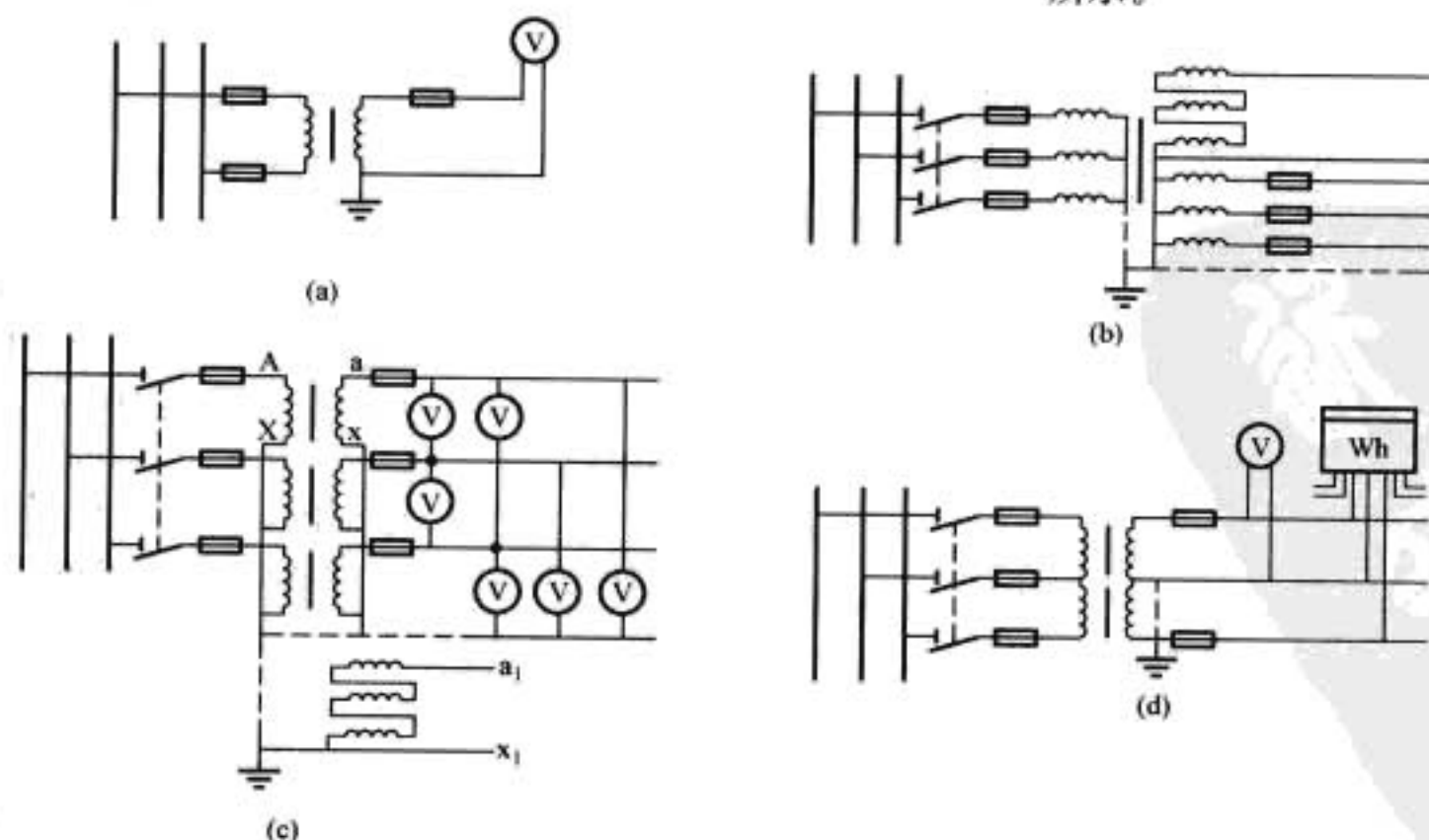


图 6.3-22 电压互感器的常用接线方式

(a) 单相电压互感器的接线；(b) 三相五柱三绕组电压互感器接线；(c) 三台单相三绕组电压互感器的接线；(d) V/V形接线

(1) 当只需测量某一电压(或某一相电压)时,用一只单相电压互感器,接线如图 6.3-22 (a) 所示。

(2) 在 3~10kV 中性点不接地系统中,广泛采用三相三绕组五柱旁轭式铁芯结构的电压互感器,接线如图 6.3-22 (b) 所示。三个原边绕组按相电压设计,接成中性点接地的星形;基本副绕组也接成中性点接地的星形,仪表、保护装置的电压线圈可接到相电压或线电压上;辅助副绕组按每相 100/3V 设计,接成开口三角形供绝缘监视装置用。为了提供零序磁通通路,铁心必须增加旁轭,做成五柱式。用三个单相三绕组电压互感器,接成 $Y_0/Y_0/\Delta$ 形,也可以达到上述目的,如图 6.3-22 (c) 所示,这种接线一般用在 35kV 及以上小接地电流系统或中性点直接接地的系统中,也可用在 3~10kV 系统中。在中性点直接接地系统中, Δ 形辅助副绕组每相电压按 $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V 设计,供接地保护装置用。

(3) 在中性点不接地或者小接地电流系统中,当测量仪表和保护装置只需要三相线电压且容量满足时,可以利用两台单相双绕组电压互感器接成 V/V 形,如图 6.3-22 (d)。

5.2.2 电流互感器

常用的电流互感器也是按电磁感应原理制成的。其一次绕组串接于一次电路中,二次绕组与测量仪表和继电器的电流线圈串联,二次绕组的电流按一定的变比反映一次电路的电流。

电流互感器按用途可分为测量用和保护用两种,用于测量的电流互感器根据误差大小划分为不同的准确级。准确级是指在规定的二次负荷变化范围 $[(25\% \sim 100\%) S_{N2}]$ 内,一次电流为额定值时的最大电流误差。电流互感器的准确级分为 0.2、0.5、1、3 和 10 级共 5 种。

电流互感器按绝缘方式可分为干式、浇注式和油浸式。干式用绝缘胶浸渍,浇注式利用环氧树脂作绝缘,浇注成型;按一次绕组的匝数可分为单匝式和多匝式;按变流比可分为单变流比和多变流比的电流互感器。

电流互感器正常运行时,一次电流决定于接入回路电流的大小,与副边的负荷大小无关。在一次侧闭合时,磁动势互相平衡: $I_1 N_1 = I_2 N_2 + I_0 N_1$ 。二次电流产生的磁动势 $I_2 N_2$, 对于一次电流产生的磁动势 $I_1 N_1$ 起去磁作用,合成磁动势 $I_0 N_1$ 不大,因而合成磁通不大,二次绕组所感应的电动势也不大。电流互感器的铁心截面就是按照正常运行情况下的磁通来设计的。

当电流互感器的一次侧通过电流,而二次侧开路时,一次侧的安匝 $I_1 N_1$ 不变,但副边电流 $I_2 = 0$,二次侧的去磁安匝 $I_2 N_2 = 0$,一次侧磁动势将全部用来激磁,合成磁势 $I_0 N_1$ (激磁安匝) 比正常运行情况下要大好多倍,因而铁心中磁感应强度剧增,铁心高度饱和,磁通将不是正弦波形,而是平顶波形,如图 6.3-23。磁感应强度剧增,将使铁心损失增大,铁心被强烈加热,绕组绝缘过热,甚至造成电流互感器损坏。

由于开路的二次绕组内的感应电动势不仅与磁通的增大值有关,而且与磁通的变化率 ($d\Phi/dt$) 成正比。当磁通因为铁心饱和变为平顶波时,在磁通急剧变化的瞬间,副绕组内将感应很高的电动势,其值可达几千伏,甚至几万伏。一次电流越大,则二次开路时的感应电势越高。在开路的电流互感器二次绕组内感应的这种高电压危及工作人员和二次设备的安全,引起铁心和绕组过热,使铁心中产生剩磁,互感器特性变坏。因此,电流互感器在运行时二次侧绝对不允许开路。为此,在电流互感器的二次回路中不允许装设熔断

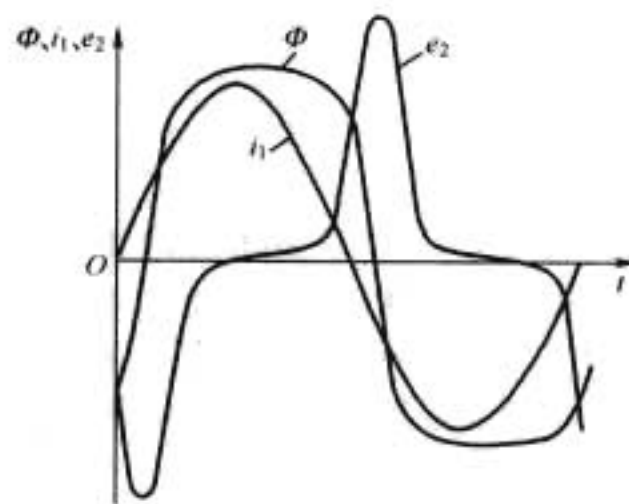


图 6.3-23 电流互感器二次侧开路时,一次电流 i_1 、磁通 Φ 和二次绕组电动势 e_2 的变化曲线

器,而且当需要将正在运行中的电流互感器二次回路中的仪表设备断开或退出运行时,必须将电流互感器的副边短接,保证不致开路。

电流互感器常用的接线方式如图 6.3-24 所示。

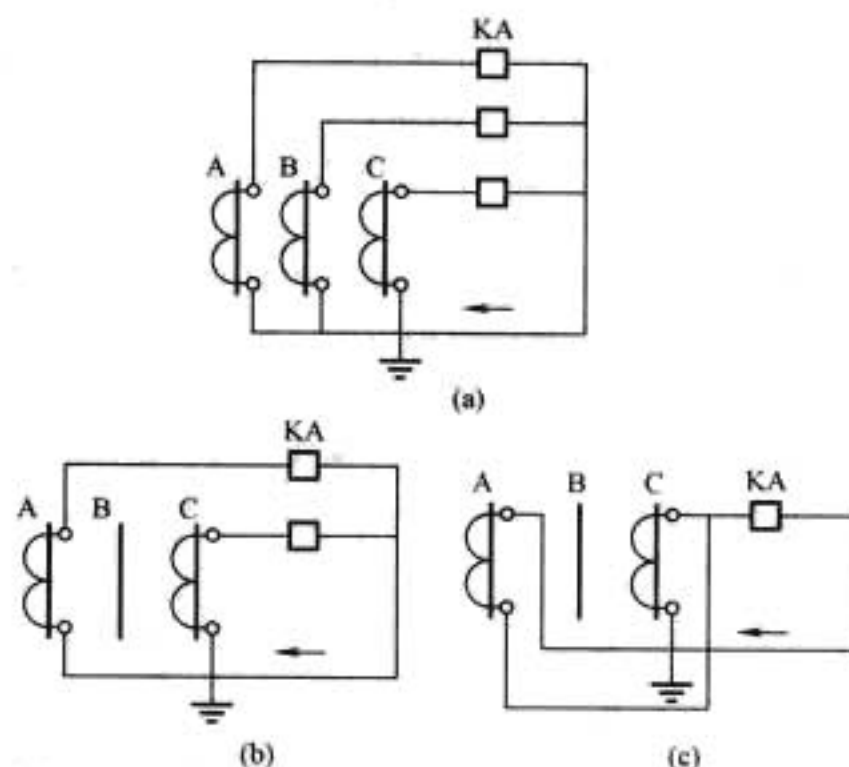


图 6.3-24 电流互感器接线方式

(1) 三相三继电器式接线方式又叫三相星形、完全星形接线方式。这种接线方式广泛用在负荷一般不平衡的三相四线制系统中,也用在负荷可能不平衡的三相三线制系统中,作三相电流、电能测量及电流继电器保护之用(保护继电器能反映各种相间短路和单相接地短路故障)。这种接线方案使用元件多,费用较高。

(2) 两相两继电器式接线方式又叫不完全星形接线方式。电流互感器二次侧接成不完全星形,在正常及三相短路时,中线通过电流为 $\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_C = -\dot{I}_B$ 。如两个电流互感器接于 A 相和 C 相,当 AB 或 BC 短路时只有一个继电器动作,AC 短路有两个继电器动作。这种接线比较经济,常用于工业企业 6~10kV 三相三线制电力系统中,作为相间短路保护。

(3) 两相一继电器式接线方式又叫两相电流差式接线。这种接线方式的特点是流过电流继电器的电流是两电流互感器二次电流的相量差 ($\dot{I}_A - \dot{I}_C$)。因此对于不同形式的故障,流过继电器的电流不同。

当正常运行和三相短路时,流过继电器的电流是两相互感器的向量差,即等于一个互感器二次电流的 $\sqrt{3}$ 倍。

当 AC 短路,流经继电器的电流也是两相互感器二次电流的向量差,但由于此时 A、C 两相电流相位差为 180° ,故其值等于互感器二次电流的两倍。

当未装互感器的B相发生接地故障时继电器无反应。这种接线比较经济,但对于不同形式短路故障,其灵敏度不同。适用于三相三线制电力系统中的相间短路保护。

5.2.3 断路器

断路器是电力系统的最重要的工作和保护设备,对维护电力系统的安全、经济和可靠运行起着非常重要的作用。高压断路器不仅能通断负荷电流,而且能接通和承受一定时间的短路电流,并能在保护装置作用下自动跳闸,切除短路故障。在负荷投入或转移时,它应该准确地开、合。在设备(如发电机、变压器、电动机等)出现故障或母线、输配电线路出现故障时,它能有选择地动作,保证非故障点的安全连续运行。

按断路器采用的灭弧介质及作用原理,断路器可分为油断路器(多油断路器和少油断路器),压缩空气断路器(简称空气断路器),六氟化硫断路器,真空断路器,磁吹断路器和自产气断路器等。高压断路器最重要的任务是开断电路,熄灭电弧。不同的断路器具有不同介质的灭弧装置。

油断路器是利用电弧燃烧分解的油和气将电弧吹灭,属于自能式原理灭弧。多油断路器以油作为灭弧和绝缘介质,触头系统及灭弧室安装在接地油箱中。其结构简单,工艺要求低,但体积大,用钢材和绝缘油都比较多,在电压较高时尤其如此,所以,已经逐渐被少油式断路器或空气断路器所代替。少油断路器中绝缘油仅作为灭弧介质,而以瓷或其他绝缘材料作为绝缘介质。这种断路器体积小,油量少,耗用钢材少,价格便宜,有6~220kV各个电压级的系列产品,性能较好,因此获得了广泛的应用。

压缩空气断路器利用预先储存的压缩空气来灭弧。压缩空气不仅作为灭弧和绝缘介质,而且还作为传动的动力。由于新鲜的压缩空气流除了可以带走弧隙中热量,降低弧隙温度,还能直接带走弧隙中的游离带电质点,补充新鲜气体介质,使去游离大大加强,弧隙介质强度迅速恢复,所以,空气断路器断流容量大,灭弧时间短,而且快速自动重合闸时断流容量不降低。但是,空气断路器也有有色金属消耗量大,需要装设压缩空气系统等辅助设备和价格较贵等缺点。目前生产的空气断路器多采用常充气式,即无论在合闸或分闸状态,灭弧室内部都充满压缩空气,保证了触头间必要的绝缘强度。这种型式结构简单,空气压力利用好,气耗量少。

六氟化硫断路器采用具有良好灭弧和绝缘性能的气体六氟化硫作为灭弧介质。六氟化硫气体在电弧作用下分解为低氟化合物,大量吸收电弧能量,使电弧迅速冷却而熄灭。这种断路器动作快,性能好,体积小,维护少。由于六氟化硫气体灭弧、绝缘性能好,所以断口电压可以做得较高。六氟化硫断路器与油断路器比较,具有下列优点:断流能力强,灭弧速度快,电绝缘性能好,检修周期(间隔时间)长,适于频繁操作,而且没有燃烧爆炸危险。但缺点是:要求加工精度很高,对其严密性能要求更严,因此价格较昂贵,主要用于需频繁操作及有易燃易爆危险的场所,特别是用作全封闭式组合器。

真空断路器是指触头在真空灭弧室中分合电路的一种断路器。因为电弧的存在要有游离因子,真空具有很高的绝缘强度,游离因子很少,因此真空断路器灭弧比较容易。真空断路器具有开距小、动作快、燃弧时间短、熄弧快、体积小、结构简单、寿命长、无噪声、易维修和无火灾爆炸危险等优点。真空断路器允许频繁操作,开断能力强,所以其常用于配电网频繁操作的断路器、电容器组的保护用断路

器、电弧及其他负荷的控制用断路器等。但是真空断路器分断感性负荷的性能要比分断容性负荷的性能差。因此当应用于分断感性负荷的条件下,应配备专用的R-C吸收器或金属氧化物避雷器,以有效地限制操作过电压。

5.2.4 隔离开关

隔离开关主要用来将高压配电装置中需要停电的部分与带电部分可靠地隔离,以保证检修工作的安全。隔离开关的触头全部敞露在空气中,具有明显的断开点,隔离开关没有灭弧装置,因此不能用来切断负荷电流或短路电流,否则,在高电压作用下,断开点将产生强烈电弧,并很难自行熄灭,甚至可能造成飞弧(相对地或相间短路),烧损设备,危及人身安全,这就是所谓“带负荷拉隔离开关”的严重事故。

隔离开关还可以用来进行某些电路的切换操作,以改变系统的运行方式。例如,在双母线电路中,可以用隔离开关将运行中的电路从一条母线切换到另一条母线上。同时,也可以用来操作一些小电流的电路,比如电压互感器、避雷器、无负荷母线、小容量的无负荷变压器、无负荷或小负荷线路等。

5.2.5 并联电抗器

并联电抗器是铁心式电抗器的一种,在电力网络中起补偿容性无功功率的作用,可避免超高压网络中较大的电容电流所造成的网络末端的电压升高。由于它所产生的感性电流抵消了容性电流,因而减少了网络合闸时和甩负荷时的过电压倍数。

并联电抗器按有否主铁心柱,可分为铁心式和空心壳式两种。

空心壳式电抗器的特点是:加工制造简单,振动和噪声小,漏磁小,因而结构件中附加损耗小,但因无主铁心柱,磁通密度低,铜线用量较大,导线中附加损耗也大。

铁心式电抗器的主铁心柱是由铁心饼和气隙隔板交叠放置后由螺杆轴向拉紧而成。磁通穿过气隙时,其中一部分将从气隙外缘绕过,而此绕过的磁通垂直进入铁饼的叠板面,这将在硅钢片中产生很大的涡流损耗。为此,铁饼中的硅钢片常常不是叠成板状,而是制成所谓辐射式。

5.2.6 电力电容器

(1) 并联补偿电容器。主要用于增加网络无功功率以及提高受端电压水平,可采用移相电容器,有三角形、单星形及双星形三种接线。

电力电容器组的额定容量与接线方式有关。三相三角形接线电容器的容量为:

$$Q = 3\omega U_1^2 C_x \times 10^{-3} \quad (\text{kvar})$$

三相星形接线电容器的容量为:

$$Q = \omega U_1^2 C_x \times 10^{-3} \quad (\text{kvar})$$

式中: C_x 为单相等效电容, μF ; U_1 为线电压, kV ; ω 为角频率, $\omega = 2\pi f$ 。

(2) 串联补偿电容器。在220kV以上电压的系统中用以提高线路输送容量、系统稳定和合理分布并联线间电容等,其补偿度 K 约为0.15~0.6。在110kV以下的系统中用以改善线路电压水平和提高配电网输送能力,配电网的串联补偿度一般在1~4之间,较多接近或大于1。

(3) 静止补偿器。由移相电容器及可控饱和电抗器组成,兼有调相机及电容器的优点。调节平滑均匀,反应快速,约0.02~0.04s,适用于冲击负荷。

5.3 开关站的电气主接线

开关站的接线形式一般为单母分段接线。

正常运行时,单母分段接线有两种运行方式:

(1) 分段断路器闭合运行。正常运行时分段断路器闭合,两个电源分别接在两段母线上;两段母线上的负荷应均匀分配,以使两段母线上的电压均衡。运行中,当任一段母线发生故障时,继电保护装置动作跳开分段断路器和接至该母线段上的电源断路器,另一段则继续供电。

(2) 分段断路器断开运行。正常运行时分段断路器断开,两段母线上的电压可能不相同。每个电源只向接至本段母线上的引出线供电。当任一电源故障,该电源支路断路器自动跳开。为提高供电可靠性,可加装备用电源自动投入装置,当任一电源故障该电源支路断路器自动跳开后,由备用电源自动投入装置自动接通分段断路器,保证全部引出线继续供电,这种运行方式可能引起正常运行时两段母线电压不相等,若由两段母线向一个重要用户供电时,会给用户带来一些困难。分段断路器断开运行的优点是可以限制短路电流。

单母线分段接线的主要优缺点:

(1) 当母线发生故障时,仅故障母线段停止工作,另一段母线仍继续工作。

(2) 对重要用户,可由不同段母线分别引出的两个回路供电,以保证供电可靠。

(3) 当一段母线故障或检修时,必须断开接在该段母线上的所有支路,使之停止工作。

(4) 任一支路断路器检修时,该支路必须停止工作。

(5) 当出线为双回路时,会使架空线出现交叉跨越。

5.4 开关站的综合自动化

开关站综合自动化,是指与配电系统相关联的开关站自动化,一般由安装在开关站内的用户终端来完成,对整个开关站实施数据采集、监视和控制,与控制中心、调度自动化系统通信,必要时也可与配电网各远方终端和用户终端相连,实现数据转发功能。

首先,开关站综合自动化实现了功能的综合化。它在计算机技术、数据通信技术、软件模块化基础上发展起来的,集保护、测量、监控、远动于一体,替代了常规的保护、仪表、中央信号系统等二次设备。

其次,综合自动化系统具有结构微机化的特征,其主要部件是微机化分布式结构,网络总线连接,将多个 CPU 同时并行运行。

再者,综合自动化系统实现了操作监视屏幕化。常规方式下的指针表计读数被屏幕数据取代。在开关站内也有液晶显示屏显示设备的运行情况,如线路的各个电量及自动装置的运行状态等。

此外,综合自动化系统还实现了运行管理的智能化。智能化不仅表现在常规的自动化功能上,如自动报警、自动报表、电压无功调节、小电流接地自动选线、事故判断与处理等方面,还表现在能够在线自诊断,并能将自诊断结果向远方传送。也就是说,常规二次系统只能监测一次设备,而本身的故障靠维护人员去检查发现,而综合自动化系统不仅能检测一次设备,还每时每刻检测自己是否有故障,充分体现了自动化系统的智能化。

6 现代水电厂计算机控制

计算机技术在水电生产过程中最重要的应用是计算机监控系统,主要完成自动检测、优化计算、自动控制、自动事故处理和运行管理的任务。

计算机监控系统具有控制功能完善、数据处理方便、操

作显示集中、运行安全可靠的特点。它是由计算机技术、信号处理技术、测量技术、网络通信技术和人机接口技术相互发展和渗透而产生的。与常规控制系统相比,具有显著的优越性。目前,我国大中型水电站广泛地应用了的计算机监控技术,并在水电生产过程中发挥了重要作用。

6.1 水电站计算机监控技术的发展

在水电站计算机监控技术的初创时期,计算机只是起到“离线”的应用,即计算机与控制对象没有直接的联系,运行人员将水电站运行中的参数(如水位、流量、电压、频率等),经计算机的外围设备输入到计算机,由计算机根据预先编制的数学模型和程序进行综合分析计算和逻辑判断后得到优化运行方式,然后经计算机的输出设备显示或打印出来,运行人员根据计算结果操作和调节运行设备。显然,这是一种开环的控制方式,计算机只起到运行指导的作用,最终完成操作或控制的是人而不是计算机。

到了 20 世纪 70 年代,真正意义的计算机监控系统才发展起来。迄今为止,它的结构经历了以下的演变过程。

6.1.1 集中式计算机监控系统

在这个时期,计算机比较昂贵,一般只设一台计算机对全厂进行集中控制,称作集中式监控。由于计算机上提供了与过程装置之间的接口,人们开始试验用直接的方法使计算机与控制对象直接的联系,并获得了成功。计算机配上变送器、执行器和信号连接装置就完全可以实现对水电生产过程的控制,如图 6.3-25 所示。

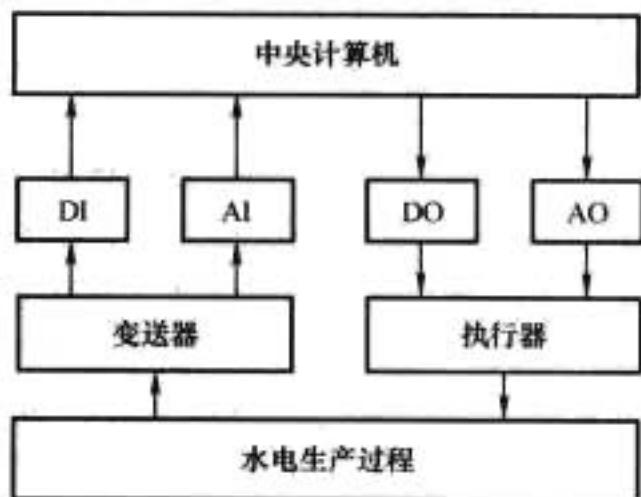


图 6.3-25 集中式计算机监控系统

集中式水电站计算机系统的控制过程如下:集中布置的计算机承担整个水电站的全部监视和控制任务。几乎水电站的全部运行参数和状态信号、被控回路及执行继电器等都集中到计算机及其外围设备的输入输出接口。全厂的数据采集和处理、运行参数和状态的监控、机组的启停和负荷调整、运行状态的显示和记录、异常状态报警等任务均由计算机分时执行。

集中式计算机控制系统把几十个甚至几百个控制回路以及上千的过程变量的显示、操作和控制集中在单一计算机上来实现,其优点为:控制功能齐全,可以实现常规控制难以实现甚至不能实现的功能和最优控制、联锁功能等复杂控制。但是,它存在三个主要问题:第一是集中的脆弱性问题,单台计算机控制几十到上百个回路,把危险也集中了,一旦发生故障,将导致生产过程的全面瘫痪;第二是性能问题,单台计算机的速度和容量不够,负载过重;第三是开发问题,由于技术进步,不断提出新的要求,使软件越来越复杂,造成开发人员需求上的短缺和开发周期的不断增加。

为了克服过分依赖一台计算机的缺点,可增设第二台计算机作为备用,以提高整个系统的可靠性。备用方式有三种:分别为冷备用方式,温备用方式和热备用方式。目前,

小型水电站仍可采用集中式计算机控制系统。

6.1.2 功能分散式计算机监控系统

随着计算机价格的下降和水电站对监控系统可靠性要求的提高,为了克服上述集中式监控系统的部分缺点,出现了功能分散式监控系统。此时,计算机实现的各项功能不再由一台计算机来完成,而由多台计算机分别完成。各台计算机只负责完成某一项或一项以上的任务,结果出现了一系列完成专项功能的计算机,如数据采集用计算机、调整控制用计算机、事件记录用计算机、通信用计算机等。这是一种横向的分散,功能的分散,如果某一计算机出故障,只影响某一功能,而其他功能仍然可以实施,可靠性在某种程度上有所提高。由于功能分散,每台计算机的负载可以减少,一般均可由微机来承担。这样,就出现了多微机系统,即可用多台微机来完成原先由一台高性能小型计算机完成的任务,经济上也是合算的。

但是,功能分散式计算机监控系统仍没有解决集中式监控系统的所有问题。如某个功能装置计算机故障,则全厂的这部分功能均将丧失,影响较大;而且仍然没有解决要将所有信息集中到一处(用电缆)所带来的问题;系统可靠性仍然不很高。因此,功能分散式监控系统目前已经很少采用。

6.1.3 分层分布式计算机监控系统

水电站电力生产管理的集中性和控制的分散性这一实际需求,要求水电站计算机控制系统采用分层分布式机构,如图6.3-26所示。

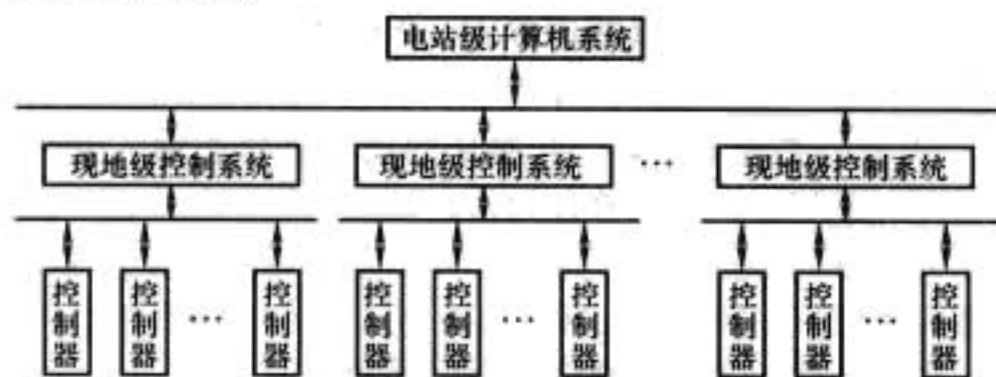


图 6.3-26 分层分布式计算机监控系统

分层分布式监控系统在地域上是分散的,即按控制对象进行分散。水电站的控制对象是水轮发电机组、开关站、公用设备、溢洪闸门等。按控制对象设置单独的控制单元,称作现地控制单元,它们是由微机或可编程控制器构成,组成了现地控制级(或称现地控制层)。电厂控制级(层)也设计计算机,它负责一些全厂性功能。电厂控制级本身也可以是一个功能分散的系统,由多台计算机组成。此时,某个机组控制单元发生故障,只影响这一台机组,而不影响整个水电站的运行。由于信息进行了分布处理,即各台机组的信息由各台机组控制单元进行处理,就不必敷设许多电缆将信息送到一处集中处理了,可以节省相应的投资。由于以上两方面的原因,整个系统的可靠性也得到显著的提高。

与集中控制方式相比,分层控制方式有下列优点:

(1) 不涉及全系统性质的监控功能安排在较低层实现,这提高了响应性能,而且减轻了控制中心的负担,减少了大量的信息传输。

(2) 在分层控制系统中,即使系统的某个部分发生故障,系统的其他部分仍能正常工作,分层之间还可以互为备用,从而大大地提高了整个系统的可靠性。

(3) 采用分层控制方式时,对控制设备和信息传输设备的要求可适当降低,传送的信息量减少,电缆也大大减少,主计算机的负担也减轻,投资减少。

(4) 可以适应生产过程的变更和扩大,可分阶段投资,这提高了系统的灵活性和经济性。

(5) 由于分层控制方式通常采用多机系统,各级计算机容量和配置可以与要实现的功能更为紧密地配合,使最低一层的计算机更为实用,整个系统的工作效率更加提高。

但是分层控制方式也有其缺点:采用分层控制方式时,整个系统的控制比较复杂,常常需要实行迭代式控制,因而降低了整个控制的实时性。多机系统的软件相当复杂,需要很好地协调。

6.2 水电站计算机监控系统的功能

6.2.1 数据采集和处理

水电站各运行设备的参数需要经常进行巡回检测,校核它们是否异常(越限),还要对数据库进行更新。这些参数有电量和非电量之分。电量包括应在中控室监视的参数;非电量包括机组各轴承的油温及部分瓦温,机组的部分定子绕组和铁心温度,机组冷却器的部分冷风和热风温度,机组的流量、振动、摆度,主变压器油温,上、下游水位和需监视启闭过程或位置的闸门开度等。

6.2.2 开关量监视记录和事件顺序记录(Sequence of Events, SOE)

监控系统需要监视记录的开关量有机组运行工况(停机、发电、调相、抽水等)、各断路器和隔离开关的位置信号、主要设备的事故和故障信号、监控系统的故障信号。事故、故障信号及重要位置状态信号一般采用带中断的输入,一旦这些信号发生变化,立即进行采集处理,并对断路器的位置信号、继电保护和自动装置的動作进行顺序记录,以便事后对事故进行分析。

6.2.3 事故追忆和故障录波

发生事故时,对一些与事故有关的参数的历史值和事故期间的采样值进行显示和打印,主要有重要线路的电压、电流、频率和机组的电压、电流等。

6.2.4 正常控制和操作

对全厂主要机电设备和风、水、油、厂用电等辅助系统的各种设备进行控制和操作。它们是机组工况的转换(如开机、停机、发电转调相、调相转发电、发电转抽水、抽水转发电等)、机组的同步并列、断路器和隔离开关的分合、机组辅助设备的操作、机组有功功率和无功功率的调整、变压器分接头有载调节等。

6.2.5 紧急控制和恢复控制

机组发生事故和故障时应能自动跳闸和紧急停机。电力系统发生故障或失去大量负荷时(如频率过低或过高),能迅速采取校正措施和提高稳定措施,如增加机组出力,投入备用机组,将机组转入调相运行,切除机组等,使电力系统及时回到安全状态。当系统稳定后,进行恢复控制,使水电站恢复事故前的运行工况。

6.2.6 自动发电控制(AGC)

水电站自动发电控制的任务是,在满足各项限制条件的前提下,以迅速、经济的方式控制整个水电站的有功功率来满足电力系统的需要。控制整个水电站的有功功率应包括机组的合理启停,它包含了实现水电站的经济运行。其主要内容如下:

(1) 根据给定的水电站需发功率,考虑调频和备用容量的需要,计算当前水头下水电站的最佳运行机组数和组合。

(2) 根据水电站供电的可靠性、设备(特别是机组)的实际安全和经济状况确定应运行机组的台号。

(3) 在应运行机组间实现负荷的经济分配。

(4) 校核各项限制条件,如机组空蚀振动区、下游最小

流量、下游水位变化等,不满足时进行各种修正。

6.2.7 自动电压控制 (AVC)

自动电压控制是在满足水电站和机组各种安全约束条件下,比较高压母线电压实测值和设定值,根据不同运行工况对全厂的机组作出实时决策(改变励磁),或改变联络变压器分接头有载调节位置,以维持高压母线电压的设定值,并合理分配厂内各机组的无功功率,尽量减少水电站的功率消耗。

6.2.8 人机接口

人机接口是运行人员对全厂生产过程进行安全监控,维修人员对监控系统进行管理、维修、开发的必需手段。它包括以下内容:

- (1) 系统控制权的设置和切换。
- (2) 机组及重要设备的状态设置。
- (3) 测点和设备的投运。
- (4) 参数整定值和限值的修改。
- (5) 电厂运行方式的设置和切换。
- (6) 调各种画面。
- (7) 各类打印和报表。
- (8) 操作票显示和在线修改。
- (9) 机组启停和工况转换操作。
- (10) 断路器及隔离开关的开断、关合操作。
- (11) 机组有功功率和无功功率的调整。
- (12) AM 和 AVC 功能设置及参数设定。
- (13) 故障和事件报警处理。

6.2.9 通信

监控系统应能与网调、梯调、水情测报系统,溢洪闸门控制系统,大坝安全监视系统,航运管理系统,厂内技术管理系统等实现通信。

监控系统内部通信,包括厂级与现地控制单元级之间及现地控制单元与调速器、励磁调节器、同步并列装置之间的通信。

6.2.10 自诊断

应具备完善的自诊断能力,及时发现自身故障,并指出故障部位。还应具备自恢复功能,即当监控系统出现程序死锁或失控时,能自动恢复到原来正常运行状态。对发电机定子温度,轴承温度,主变压器油温等进行趋势记录和分析,正常情况下这些量变化的速率应在一个给定的范围内。当趋势变化速率超过限值时发出警报信号。这实际上是一种预警信号,以便及时采取措施预防烧瓦等事故的发生。

6.2.11 自动处理水电站事故

水电站发生事故后往往需要在极短时间(几秒或几十秒)内对事故情况作出正确判断,及时采取有效措施,防止事故扩大,并转入安全工况运行。在发生重大事故时,运行人员处于高度紧张的状态下,很容易发生失态现象,结果导致事故的进一步扩大,造成极其严重的后果。因此,提出了人工智能专家系统。

计算机的人工智能专家系统。它可以迅速地对收集到的每一个报警信息,根据其对事故的重要性和紧急程度进行相关处理和排除,把一些无关重要的信息屏蔽掉,再对剩下的信息进行综合分析。维修人员根据存在计算机内的操作规程、事故处理规程、过去处理事故的经验和实例以及一些准则对监控系统进行管理,推出相应的事故处理对策。水电站的事故是千变万化的,有关的信息量是很大的,时间紧迫,因此,进行自动处理事故工作的难度也是很大的。先可以对一些较常出现的事故,事先拟定一些处理对策,储存在计算

机内。当出现这类事故时,自动推出对策,提示给运行人员,由他们采取相应的行动,实现所谓的开环指导。

6.3 水电站现地控制单元

当今水电站中分布式计算机监控系统结构已形成主流,下面重点对其中的现地控制单元和电站级控制作介绍。

现地控制单元为水电站计算机监控系统的一个重要组成部分,它构成分层结构中的现地级。现地级一般包括机组现地控制单元、开关站现地控制单元、公用设备现地控制单元等,现地控制单元是水电站计算机监控系统的基础。

6.3.1 现地控制单元的功能

水电站计算机监控系统的现地控制单元一般应具有数据采集、数据处理、控制与调节、通信、时钟同步、自诊断与自恢复、人机接口等功能。

(1) 数据采集功能。

1) 应能自动(定时和随机)采集各类实时数据,数据类型包括模拟量、数字输入状态量、数字输入脉冲量、数字输入BCD码、数字输入事件顺序量(SOE)、外部链路数据。

2) 在事故或故障情况下,应能自动采集事故、故障发生时刻的各类数据。

(2) 数据处理功能。

1) 模拟量数据处理,应包括模拟数据的滤波、数据合理性检查、工程单位变换、数据改变(是否大于规定死区)和越限检测、A/D变换越限检查、RTD断线和趋势检查等,并根据规定产生报警和报告。

2) 状态数据处理,应包括防抖滤波、状态输入变化检测,并根据规定产生报警和报告。

3) SOE数据处理,应记录各个重要事件的动作顺序、动作发生时间(年、月、日、时、分、秒、毫秒)、事件名称、事件性质,并根据规定产生报警和报告。

4) 数据统计,包括主/备设备动作次数累积、主/备设备运行时间累计。

5) 事故记录。

6) 通道板故障处理。

(3) 控制与调节功能。

现地控制单元对于接收的控制/调整命令,不论是来自电厂级还是现地人机接口,均应进行控制允许/给定值合理性校核,只有在控制允许/给定值合理性得到确认之后,才发出执行命令。

1) 机组现地控制单元在现地控制或电厂远方控制均应具有以下控制调节功能:①机组顺序控制,包括机组开机顺序控制,机组正常停机顺序控制,机组事故自动顺序停机操作;②机组转速及有功功率调节;③机组电压及无功功率调节;④对单台被控设备操作,运行人员应能通过电厂级或现地控制单元级,完成对单台设备的控制。

2) 开关站现地控制单元应具备以下控制调节功能:①应能实现对单台设备的操作;②应能实现线路断路器关合(同步)操作;③对需要进行倒闸操作的开关站,应能实现自动顺序倒闸操作。

3) 公用设备现地控制单元应具备以下控制调节功能:①应能实现对可操作的单台设备进行操作;②应能实现主备设备的自动备投操作。

4) 大坝泄洪闸门现地控制单元可根据需要选择是否设置。

(4) 通信功能。

1) 与监控系统电厂级通信, 随机和周期性地向电厂级传送实时过程数据及有关诊断数据。接受电厂级下达的控制和调整命令。

2) 与本现地控制单元相关的调速、励磁及保护系统进行通信(可选)。

(5) 时钟同步功能。各现地控制单元级的时钟同水电站监控系统主站级的时钟应能进行同步控制, 供事件顺序记录使用的时钟同步精度应高于所要求的事件分辨率。

(6) 自诊断及自动恢复功能。

(7) 现地控制单元人机接口功能。

6.3.2 现地控制单元结构

由工控微机加可编程控制器构成的机组现地控制单元硬件配置图如图 6.3-27 所示。

在这种结构中, 一般采用微机电量装置采集电气量信号, 采用微机温度测量装置采集温度信号, 微机电量装置和微机温度测量装置与工控机之间采用数据通信接口。

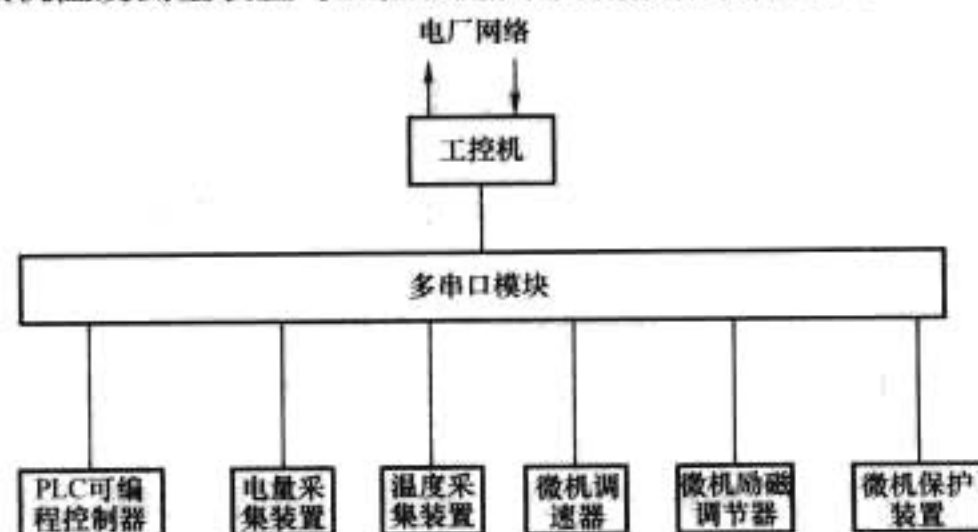


图 6.3-27 由工控微机加可编程控制器构成的
机组现地控制单元硬件配置图

机组顺序控制由可编程完成, 机组有功、无功功率调整功能一般分布在工业微机中(如果可编程能够直接采集到机组有功、无功功率模拟量信号, 则调整功能也可直接由可编程完成)。

这种结构相对于只采用可编程构成的现地控制单元具有如下优点:

- (1) 能够采用操作系统和高级语言来编程。
- (2) 现地人机接口界面可以做得较为丰富。
- (3) 现地数据库功能可以得到加强。

这种结构的不足在于:

(1) 与只采用可编程构成的现地控制单元相比, 这种结构多了工业微机这一道中间环节, 当其故障时, 将会导致现地控制单元失去与主站级计算机的联系, 系统的可利用率和可靠性也会降低。

(2) 由于温度测量装置直接与工业微机通信, 因此, 可编程无法对有关机组瓦温或油温上升趋势进行分析, 这部分工作只能由工业微机来完成。当机组瓦温或油温上升趋势过快需要紧急停机时, 只能由工业微机启动可编程的紧急停机程序来执行紧急停机, 这样有可能影响停机的速度。

6.4 水电站电厂级控制

6.4.1 电厂控制级的功能

电厂控制级的任务主要是完成对整个水电站设备及计算机系统的集中监视、控制、管理和对外部系统通信等功能。其具体功能可包括下列各项:

(1) 数据采集。①通过计算机网络通信自动采集各现地控制单元的电厂设备运行数据; ②通过与外部系统通信接收电网调度命令、电厂或枢纽其他系统送来的数据。

(2) 数据处理。①对采集的数据进行可用性识别(包括数据合理性及采集通道可用性鉴别), 对不可用数据给出标志并进行系统处理; ②对采集的模拟量进行越限检查, 越限时产生报警报告并记录; ③对报警的数字量产生报警报告并记录, 包括事件顺序记录; ④根据监控或管理要求对采集的数据进行各种计算, 包括累加和统计计算、梯度分析; ⑤进行相关记录或事故追忆记录; ⑥将有关数据生成数据库, 如实时数据库和历史数据库。

(3) 控制和调节。①机组的开启操作、各种运行工况的转换、有功功率和无功功率的调整; ②断路器、隔离开关及电厂公用设备的控制; ③电厂自动发电控制、自动电压控制。

电厂控制级在控制和调节方面的功能还包括操作条件的检查下送至现地控制单元、控制或调节过程监视及不正常处理等。

(4) 人机接口。向运行人员提供对全厂设备及计算机系统进行监控和管理的接口。包括下列内容: ①运行状态或参数显示、事故或故障报警记录显示、运行管理的各种记录和报表的显示; ②各种记录、记事、报表、操作票等的打印; ③事故、故障的音响或语音报警、电话报警或查询; ④通过 CRT、鼠标或键盘等输入设备, 向计算机系统发布电站设备的监控命令, 对计算机系统各种操作, 如画面和报表的调用、报警认可、系统结构操作或参数设定、监控状态设置等; ⑤提供编辑、软件开发和操作人员培训的接口。

(5) 通信功能。包括下列内容: ①电厂控制级与各现地控制单元之间的通信; ②与外部系统或远方监视站的通信。

(6) 编辑、软件开发、培训和系统管理。包括画面、报表、数据库的编辑, 应用程序的维护或开发, 系统结构的维护管理, 提供运行培训功能等。

(7) 系统自诊断和故障处理。完成对系统设备的自诊断, 包括对硬件和软件、在线和离线的自诊断。故障处理包括对故障设备的隔离, 对冗余设备的故障自动切换, 非冗余设备在故障消失后的自恢复等。

(8) 时钟同步。接收同步时钟的同步时钟信号使电厂控制级计算机时钟与标准时钟同步。电厂控制级还可以通过系统网络向各现地控制单元传送时钟同步信号, 使现地控制单元时钟同步。

(9) 专家系统功能。

6.4.2 电厂控制级的结构

电厂控制级的功能主要是通过电厂控制级网络上设置的功能节点来完成。网络上的各个节点具有独立的通信地址, 可以通过网络进行通信, 并独立地完成指定的功能, 故称之为功能节点。一个功能节点一般由一台计算机及其外设构成。

电厂控制级功能节点的设置, 一般可有功能集中式和功能分布式两种结构形式。在功能集中式的电厂控制级结构中, 电厂控制的功能全部集中由连接至网络上的一个或两个以主备方式运行的功能节点来完成。在这些水电站中, 电厂控制级需要处理的信息量较少, 可以由一两台计算机来完成。但在大型水电站或自动化水平要求较高的水电站中, 计算机监控系统需处理的信息量都相当多, 大型水电站计算机监控系统的输入信息可多达数千甚至上万个, 控制输出点可数以千计, 电厂管理功能复杂繁多。对大型水电站, 一般采用多台计算机来承担电厂级的功能任务, 即采用功能分布式的电厂控制级结构, 如图 6.3-28 所示。

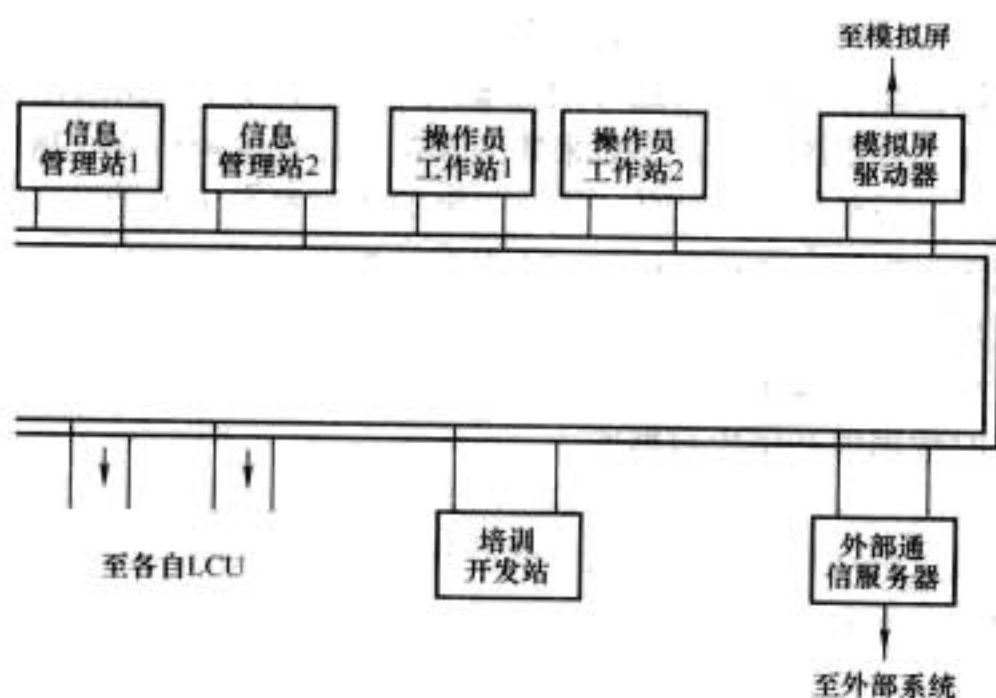


图 6.3-28 功能分布式电厂控制级结构

6.5 水电站计算机监控系统的数据库

当今水电站中分布式计算机监控系统结构已形成主流，并广泛采用了分布式数据库结构，既有主控层即电厂控制层的分布数据库，又有现地控制单元数据库。这些数据库采用了关系数据模型。

6.5.1 主控层数据库

主控层按主计算机、工程师（或开发培训）控制台（工作站）、操作员控制台（工作站）、网关（路由器）分别建立数据库，除系统数据库和通信数据库外，按水电站生产管理需要还配有实时数据库、历史数据库或 SCADA 数据库等。

实时数据库及其管理系统是计算机监控系统最重要最基本的组成部分，它直接决定计算机监控系统的性能和水平。

(1) 实时数据库的内容。在分布式数据库结构中，主控层的实时数据库可以存储系统过程设备的完整信息，也可以只存储全部过程设备的部分信息。如在操作员工作站存放显示信息和状态、点值信息，在计算站上可能只需存储点值和状态信息。水电站计算机监控系统的实时数据库所包含的数据记录类型有模拟量输入、数字量输入、事件顺序记录输入、数字量输出、模拟量输出、脉冲量输入、计算点等几种。

(2) 实时数据库生成。实时数据库的生成应包括两个步骤：①实时数据库数据记录的输入或修改；②数据库下装文件的生成。前者亦可称为数据库源文件编辑过程，而后者可称为数据库的编译过程。数据库的编译过程一般支持记录文件的建立，各点记录的加入、删除、拷贝和数据项的修改等功能。同时，一般还支持记录文件的格式打印功能。而编译过程则支持数据格式的转换，点索引号的自动生成，以及数据库下载等功能。

6.5.2 历史数据库

(1) 历史数据库的内容。历史数据库包括生产管理需要的各种类型报表和趋势显示的数据存储。不同的系统对历史数据的存储和趋势显示功能的处理方法有很大的不同。多数系统的历史数据库的存储是按分组进行的。不同的组可以支持不同的取样频率。各组的结构和内容定义在历史数据库生成时完成，历史数据可按如下类型分组：

1) 快速历史存储组。定义为高频取样的历史数据记录。每组最多有 64~256 点记录，取样周期可为 10s、15s 或 20s。

2) 普通历史存储组。定义为普通频率取样的历史数据记录，取样周期可为 1min、5min、30min、1h 等。

在普通历史存储组结构基础上进行计算处理得到需要的历史记录，一般包括平均值历史记录、最大值历史记录、最小值历史记录几种。历史记录是由实时数据库经历史数据处理而建立的。历史数据库一般存放在操作员工作站的内存或磁盘上，而大量的历史记录还可存放在主计算机磁盘或磁带上。

(2) 历史数据库的生成。历史数据库的生成可采取两步实现，第一步是历史数据库文件的编辑，第二步再对该源文件进行编译，生成目标文件下装到目标站。历史数据库的编辑过程是建立和修改历史数据库源文件的过程。历史数据库的编译完成以下工作：

1) 根据历史数据库编辑过程定义的历史数据库结构和参数为其分配内存空间，并计算存储地址。

2) 根据输入的点名编译索引号文件。

3) 检查编辑时所输入的错误和其他错误。

6.5.3 现地控制单元实时数据库

在分布式计算机监控系统中，现地控制单元实时数据库功能已迅速增强，不但有本控制单元（节点）的全部数据记录，能够保证该节点脱离系统独立运行，而且还是该现地控制单元软件的中心环节，因为在数据库中还有各种功能模块或算法。

现地控制单元的实时数据库一般均由主控层生成下装。

现地控制单元的实时数据库的主要数据记录类型和结构有如下几种：

(1) 模拟点数据记录结构。模拟点（包括模拟输入量和模拟输出量）数据记录中应该包括该点的通道信息、转换信息、采样周期控制信息及极限检测信息。此外，它还应包括其他一些供显示和参考等用的说明信息。为了方便检索，每个点记录中还应包括一些索引信息。

(2) 数字点数据记录结构。数字点（包括状态输入量、报警输入量、观点和数字输出量）数据记录有和模拟点类似的数据项，如点的通道信息、采样周期控制信息、点索引、记录类型等。不同的数据项有点状态值、点状态值报警定义、报警级别以及控制项等。

7 水电站自动发电控制的实现及运行

7.1 电力系统自动发电控制

电力系统自动发电控制是建立在电网调度自动化——能量管理系统（EMS）与发电机组协调控制系统间闭环控制的一种先进的技术手段。其目的是使系统出力和系统负荷相适应，保持额定频率、使通过联络线的交换功率等于计划值，并尽可能实现机组（电厂）间的负荷经济分配。电力系统自动发电控制系统总体结构如图 6.3-29。这里主要有区域计划跟踪环、区域调节控制环和机组控制环三个控制环。

因此，一套完整的自动发电控制体系应包括电网调度中心能量管理系统的自动发电控制、电厂端自动发电控制以及机组调速器系统等，网调 EMS 的自动发电控制的主要任务是通过负荷频率控制来消除电力系统的频率偏差和相邻电网的交换功率的偏差，而电厂端自动发电控制则是通过厂内运行机组的成组控制来实现以下内容：①满足全厂有功功率目标设定值；②保持系统频率在给定值附近的一个狭窄范围内；③保证机组有功出力在其运行限值以内。

自动发电控制是现代电力系统控制的一项基本功能，也是电力系统对发电厂的一个新的基本要求，水电机组和火电机组都要按系统要求参加自动发电控制运行。随着计算机技

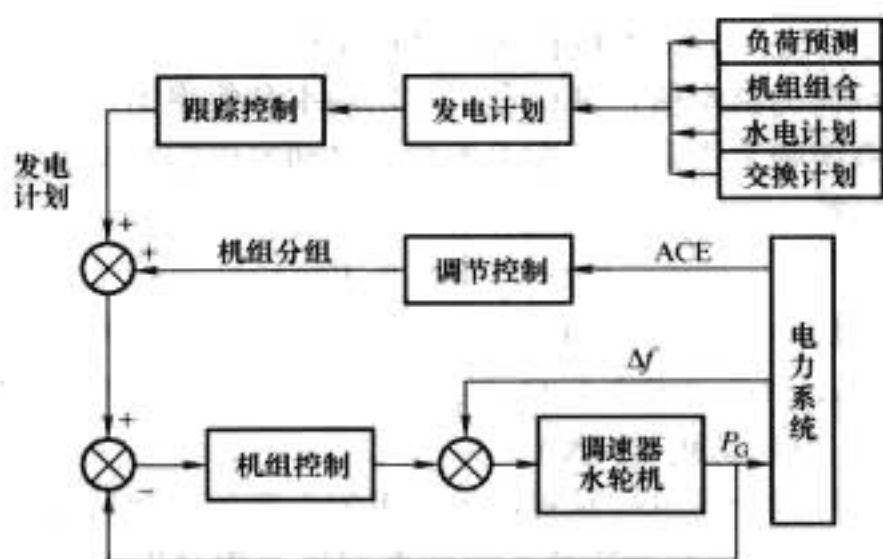


图 6.3-29 电力系统自动发电控制总体结构

术和自动控制技术的发展，作为电网自动发电控制的子系统——发电厂自动发电控制技术也开始受到业界的重视，其应用将对提高电网频率质量，提高经济效益和管理水平。由于启动迅速、调节灵活等特点，水电机组成为自动发电控制的佳选择。

7.2 水电站自动发电控制原理及任务

水电站自动发电控制（Automatic Generation Control, AGC）在水轮发电机组自动控制的基础上，通过控制水轮发电机有功出力来跟踪电力系统负荷变化，维持水轮发电机频率等于额定值，实现按预定条件和要求以迅速、经济的方式自动控制水电站有功功率来满足系统需要，实现全水电站自动发电的一种控制方式。

水电站自动发电控制作为电力系统自动发电控制的子系统，系统计算出某水电站需发功率，并将此信息传送到该水电站以后，如何实现此需发功率就是水电站自动发电控制的任务。因此，水电站自动发电控制的任务可以归纳为：在满足各项限制条件的前提下，以迅速、经济的方式控制整个水电站的有功功率来满足系统的需要。该定义详细解释如下：

（1）系统需要。系统需要即电力系统要求本水电站发的功率。这一功率包括基本负荷，也包括系统调频所需的功率。此外，水电站通常还安排配置一定的旋转备用容量。

（2）控制整个水电站的有功功率。不仅要已运行机组的有功功率进行调整，而且要控制电站机组的合理启停，即确定开哪台机，停哪台机。

（3）迅速性。水电站的自动控制一方面不应干扰调速器的一次性调节，另一方面又不能太慢，以致影响系统频率的质量。一般可分两个阶段进行，第一阶段先不改变已运行机组数和组合，在已运行机组间进行负荷调整，这种调整的周期可以短一些，一般取 10s 左右；第二阶段是根据后面将提到的经济运行原则改变已运行机组数和组合，以满足最优工况的要求，这种调整的周期可以长一些，一般取 1~2min。

（4）经济性。经济性可归纳为，在满足各项限制的条件下，用最小的流量发出所需的水电站功率。用数学方法表示如下

$$\text{目标函数 } Q_{st} = \sum_{i=1}^n Q_i(P_i) \Rightarrow \min$$

式中： Q_{st} 为水电站流量； P_i 为第*i*台机组功率； Q_i 为第*i*台机组流量； n 为运行机组数。

$$\text{联系方程式 } Q_i = Q_i(P_i, H)$$

式中： H 为水头。

（5）限制条件。

$$\text{电厂功率平衡可以表示为 } P_{st} = \sum_{i=1}^n P_i$$

式中： P_{st} 为电厂需发功率。

$$\text{机组功率限制 } P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax}$$

$$\text{电厂备用容量限制 } \sum_{i=1}^n P_{av,i} - P_{st} \geq P_{res}$$

式中： $P_{av,i}$ 为第*i*台机的可利用功率，一般等于机组的最大出力； P_{res} 为需要的电厂备用容量。

$$\text{下游流量限制条件: } Q_{st} \geq Q_{min}$$

7.3 水电站自动发电控制与电力系统自动发电控制结合方式及实现

水电站自动发电控制是电力系统自动发电控制的一部分，作为一种闭环控制方式，如何与电网调度中心结合，常见有以下几种：

（1）网调直接控制机组。调度中心能量管理系统下达的电网内运行机组出力的调节指令，通过设置在各个电厂的 RTU 装置，直接作用于各台发电机组的调速器，最终实现网调自动发电控制控制，如图 6.3-30 所示。这种结构经大量的实际应用，效果尚可。但通过实际应用我们可以看到，对于这种模拟脉冲的调节模式，常常受到机组调速器自身调节规律和远动通信信息延时的限制，调节速度不可能调节很快，难以满足自动发电控制的要求。而且，调度中心的自动发电控制程序不能充分考虑水轮发电机组的运行工况，不能充分解决各个发电厂内经济运行问题，这在一定程度上影响了电厂安全经济运行的积极性。



图 6.3-30 网调直控机组的自动发电控制方式

（2）网调经厂内计算机监控系统控制机组。当水电站具有计算机监控系统整体功能时，调度中心自动发电控制程序计算出一个全厂总发电功率的给定值，通过远动通道传送到水电站计算机监控系统的上位机，再由上位机按照机组开停机组组合和发电运行的经济性进行机组的负荷分配，通过每台机组的现地控制单元控制机组的开停及机组出力调节，实现厂内计算机监控系统自动发电控制闭环控制；如图 6.3-31 所示。



图 6.3-31 厂内自动发电控制闭环控制方式

（3）网调与流域梯级调度相结合。对于流域梯级电站，特别是多个日调节梯级电站的经济运行的考虑，是未来电网及流域梯级开发需重点考虑的问题。调度中心自动发电控制重点解决对电网水、火机组的优化调整和负荷的经济分配；对于水电重点应考虑流域的经济运行和大型水电站间的经济运行。因此，梯级电厂可以通过流域梯级调度中心计算

机监控系统实现电网自动发电控制分级分层过程控制,有利于梯级电站间和发电机组间的经济运行和优化运行管理。如图 6.3-32 所示。

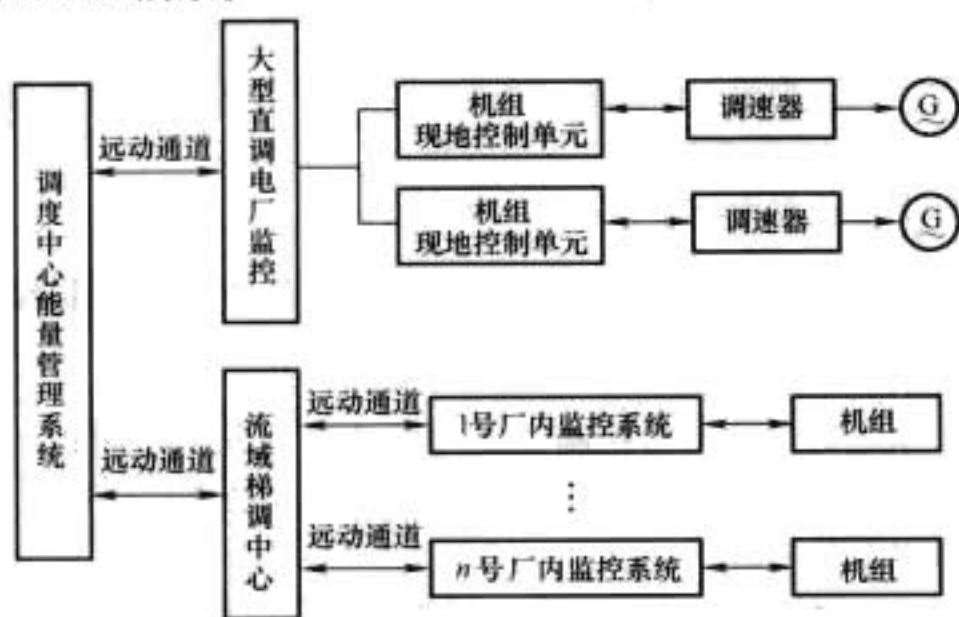


图 6.3-32 网调与流域梯级调度闭环控制方式

7.4 水电站自动发电控制运行模式及其实现

不同类型的水电站考虑各自的特点和要求,实现的自动发电控制功能不尽相同。

7.4.1 按给定负荷曲线方式运行

按负荷曲线发电是根据电网调度预先下达的给定负荷曲线(一般是日负荷曲线)或电站管理及操作人员预先给定的负荷曲线,控制水电站机组实际发出的功率,通过机组现地控制单元自动调节控制,使机组实际发出的功率与机组给定的负荷曲线相一致,从而实现计划发电要求。

调度或电站管理及操作人员下达给定负荷曲线时,由主机软件计算出各台参与自动发电控制的机组的负荷曲线并下发给各台机组现地控制单元。当自动发电控制切换为按给定负荷曲线发电时,各台机组现地控制单元则按各自的负荷曲线实时调节,主机软件实时监控发出的总有功值是否满足当前负荷曲线。其间,如果参与自动发电控制的某机组退出自动发电控制或事故停机,则主机软件及时调整各机组的负荷曲线给定以保证全厂实际出力曲线为给定负荷曲线(在允许误差范围内),若当前运行机组所发有功无法满足全厂总负荷曲线,则还需启动冷备用机组。

这种方式下,系统频率正常时,全厂自动发电控制设定出力按如下公式进行计算

$$P_{AGC} = P_{ST} - \overline{P_{AGC}}$$

式中: $\overline{P_{AGC}}$ 为不参加自动发电控制成组控制的机组负荷之和; P_{AGC} 为自动发电控制设定值; P_{ST} 为日负荷曲线当前小时值。

7.4.2 按给定功率方式运行

按给定功率值发电是根据电网调度或电站管理值班人员下达的功率给定值,控制水电站机组实际发出的功率,通过自动调节控制使机组实际发出的功率与机组功率给定值相一致,实现按给定功率值发电要求。

调度或电站管理及操作人员下达给定功率值时,由主机软件计算出各台参与自动发电控制的机组的功率值并下发给各台机组现地控制单元。各台机组现地控制单元则按各自的分配功率值实时调节。此种发电方式与按负荷曲线发电相类似,只是操作员或调度中心给定功率值后,只要各机组的工况不发生变化,各机组的出力就不会发生变化,直至重新给定功率值。

此方式下,由于有时难以预测未来的负荷情况,调度中心不能提供日负荷曲线,通常是随时接受调度中心的负荷调

度指令,电厂自动发电控制软件以调度给定的负荷作为全厂有功负荷的给定值,进行全厂有功功率和频率的控制。

系统频率正常,该方式下全厂自动发电控制按如下公式进行计算

$$P_{AGC} = P_{ST} - \overline{P_{AGC}}$$

式中: $\overline{P_{AGC}}$ 为不参加自动发电控制成组控制的机组负荷之和; P_{AGC} 为自动发电控制设定值; P_{ST} 为全厂负荷给定值。

7.4.3 自动调频 (AFC)

电厂自动发电控制程序根据事先设置的调频启动死区值和 $\Delta P/\Delta f$ 值,自动按照系统频率偏低或偏高的差值,增减相应的全厂总有功负荷。有

$$P_{AGC} = k\Delta f$$

式中: P_{AGC} 为电厂功率给定值; Δf 为频率偏差; k 为调差系数。

根据近年来国内外的实践经验,电力系统现在倾向于采用集中计算地区控制信号自动调频的方法,每隔若干秒能量管理系统的计算机将地区控制误差信号按前面叙述的方法分配给各参加调频的电厂。有时为了消除所谓功率“追逐”现象,电厂又引入当地频率差信号。此时,电厂控制级计算机要校核调度下达给本水电站改变功率的方向是否与水电站测得的频率偏差要求水电站改变功率的方向一致。如果不一致,则采用调频优先的原则,即闭锁调度能量管理系统发来的水电站需发功率信号,水电站功率给定值改由下式确定

$$P_{AGC} = P_{\Sigma} - k\Delta f$$

式中: P_{AGC} 为水电站功率给定值; P_{Σ} 为水电站当前实发功率; Δf 为频率偏差; k 为调差系数。

7.4.4 低频自启动与高频率减出力

当电力系统实时频率低于所设“低频自启动下限值”时,在全厂实时总有功基础上增加所设定的“低频自启动上调值”,并将其中的成组总有功在有功成组可调机组间优化分配,必要时自动开启备用机组。当被监视的系统频率高于预置的频率高限时,自动减少全厂总有功负荷,直至停运。

7.4.5 经济运行

经济运行程序根据自动发电控制给出的全厂总有功功率(或总日负荷曲线)设定值,以发电耗水量最小为优化准则,计及各种约束条件,确定本站的最佳负荷分配,开机台数、开停机顺序以及机组间负荷的优化分配,进行机组的自动开停机控制与负荷调节分配,使耗水率在实时水头下为最低。

7.5 水电站自动发电控制常用的算法

为了确定水电站最佳运行台数和组合、机组间经济分配负荷,近年来,国内外出现了不少水电站自动发电控制的数学模型和算法,以下介绍几种常见的算法。

7.5.1 水轮机组效率曲线交点法

当水电站装设相同机组时,即可采用水轮机组效率曲线交点法求出最佳运行机组数。

根据制造厂提供的水轮机模型特性曲线,求出各种水头下不同运行机组数时的效率曲线 $\eta = f(P, H, n)$, 又称水轮机组效率曲线,如图 6.3-33 所示。如果有实测水轮机效率曲线则更好。

图 6.3-33 中, 1, 2, 3, 4, 5 表示运行机组台数。上部曲线对应高水头,下部曲线对应低水头。同一水头的不同运行机组数效率曲线有一系列的交点。如 2 台机与 3 台机效率在高水头时的交点为 a , 在低水头时的交点为 a_1 。3 台机与 4 台机效率曲线的交点相应地为 b 和 b_1 。将不同水头下 2 台机和 3 台机效率曲线交点连接起来,同样地把不同水头下 3

台机与4台机效率曲线交点连接起来,依次类推,就可得到不同水头下的所谓理论开停机特性曲线。当电厂功率小于 a 点功率而大于 d 点功率时,2台机运行的效率高于3台机运行的效率,应改开2台机。当电厂功率大于 a 点功率而小于 b 点功率时应该开3台机,依次类推。但这些理论开停机特性曲线还需结合限制条件作一些修正,如水轮机和发电机出力限制。

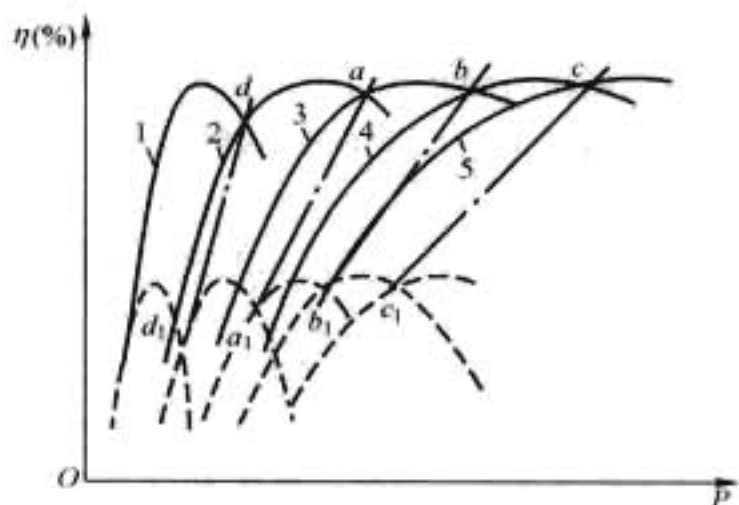


图 6.3-33 水轮机组效率曲线

机组的过于频繁启停不仅在经济上不利,而且机械部分磨损将会增加,对设备安全有影响,为此必须设法防止。通常的做法是,设置一个功率覆盖区,就是将实际开机特性向右移一段距离,这意味着,只有等电厂功率比理论开停机特性线所需功率大某一值时才开下一台机。同样,将实际停机特性线向左移一段距离。这等于只有电厂功率比理论开停机特性线所需功率小某一值时才停一台机。其结果得到了如图 6.3-34 所示的实际开停机特性曲线。

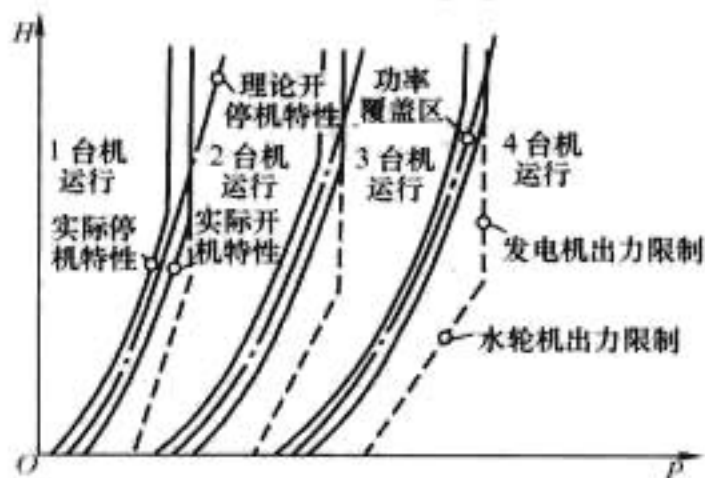


图 6.3-34 实际开停机特性曲线

这种方法得到了广泛的应用,但只限于设有相同机组的水电站。如水电站设有不同机组,或者运行多年后各台机组动力特性相差较大时,就不能采用此法。

7.5.2 功率反馈法

此法的中心思想是,在运行中调整各台机组的出力或启停,使各台机组均运行于水轮机效率曲线的最高点附近,通常取 $\pm 1\%$ 。根据当前水头算出机组可达到的最高效率,再计算各台机组实发功率对应的效率。这种计算均根据水轮机运行特性曲线换算而得,不是实测的效率。计算各台机效率与最高效率之差,如超过 1% ,就调整相应机组的出力。如果经过相应的调整仍不能得到满足,则根据实发功率是大于还是小于最高效率对应的功率,决定是增开还是停运一台机组。这样反复进行,直至各台机效率与最高效率相差均不超过 1% 时为止。

此法的优点是,算法简单。但是,从理论上来说,电厂设有不同机组时,它不能给出最佳运行机组的组合。例如,当需要增开机组时,究竟开哪一种机组,此法不能给出肯定性的回答。此法还不能预先确定要开多少台机组,一些校核计算无法进行。此外,此法确定最佳运行机组数和组合是在运行中不断启停和调整机组功率来实现的,因此需要较长的

时间。它也不能用于计划性的计算。因此,此法的应用受到了限制。美国石河段水电站就采用了这种方法。

7.5.3 动态规划法

动态规划法是运筹学的一个分支,它是解决多阶段决策过程最优化的一种方法。多阶段决策问题是指这样一类活动过程,由于它的特殊性可将过程划分为若干相互联系的阶段,在它的每一个阶段都需作出决策,并且每一阶段的决策确定以后,常影响下一个阶段的决策,从而影响整个过程的路线。各个阶段所确定的决策构成一个决策性序列,通常称为一个策略。由于每一阶段可供选择的决策往往不止一个,因而形成许多策略可供我们选取。对应于一个策略就有确定的活动效果,这个效果可用数量来衡量。不同策略,其效果也不同。多阶段决策问题,就是要在允许选择的那些策略中选择一个最优的,使在预定的标准下达到最佳的效果。

在这类问题中,阶段往往可以用时段来表示。在各个时间阶段,采取的不同策略是随时间而变化的,这就有动态的含义。它是在时间推移过程中,要在每一阶段选择最恰当的决策,以期整体上达到最优。应该指出,动态规划法在一定条件下也可解决一些与时间无关的静态规划中的最优化问题,在那里,只要人为地引进时段因素,就可变为一个多阶段决策问题。

现在,我们将动态规划法应用到水电站自动发电控制上来。目标函数、联系方程和限制方程已在前面(水电站基本原理及任务)作了介绍。我们把不同机组数参加运行看成不同的阶段。现在,我们以4台机为例来具体阐述动态规划法的应用。

我们允许4台机组均不相同,这是此法的优点。各台机的动力特性为 $Q_i(P_i, H_i)$ 。我们把1号机参加运行作为第一阶段,1号机加2号机参加运行作为第二阶段,依次类推,共有四个阶段。为了简化起见,认为4台机的水头是相同的,通常也是这样的。这样,机组动力特性可简化为 $Q_i(P_i)$ 。假设4台机均可参加运行,电站最大出力为4台机最大出力之和。现在我们分四个阶段来求解。

(1) 第一阶段,1号机运行。因为只有1号机运行,1号机特性就是电站特性,则

$$Q_1^s(P_s) = Q_1(P_1)$$

式中: P_s 为电厂功率; P_1 为1号机功率; Q_1 为1号机流量; Q_1^s 为第一阶段的电厂等值流量。

(2) 第二阶段,1、2号机参加运行。2号机为新投入机组。理论上任意一台机可作为第二台机投入运行。要求求出第二阶段各种可能的电厂功率对应的最优运行工况,即为发出各种可能的电厂功率,各台机应如何运行,使所需电厂流量最小。我们称作为第二阶段的电厂等值特性 $Q_2^s(P_s)$,可按式求得

$$Q_2^s(P_s) = \min \begin{cases} Q_2(P_{21}) + Q_1^s(P_s - P_{21}) \\ Q_2(P_{22}) + Q_1^s(P_s - P_{22}) \\ \vdots \\ Q_2(P_{2m}) + Q_1^s(P_s - P_{2m}) \end{cases}$$

式中: $P_{21}, P_{22}, \dots, P_{2m}$ 为第二阶段新投运机组可能发的各种功率; Q_2 为第二阶段新投运机组的流量; Q_1^s 为第一阶段的电厂等值流量; \min 为表示从各种组合中选流量最小的。

上式也可写成一般的递推关系方程式

$$Q_i^s(P_s) = [Q_i(P_i) + Q_{i-1}^s(P_s - P_i)]$$

在求解时必须遵守下列限制条件

$$\begin{aligned} P_{2m} &\leq P_{2\max} \\ P_s - P_{2m} &\leq P_{1\max} \end{aligned}$$

(3) 第三阶段, 1、2、3号机参加运行。此时根据递推方程式可得

$$Q_{\text{III}}^{\text{II}}(P_s) = \min \begin{cases} Q(P_{31}) + Q_{\text{II}}^{\text{II}}(P_s - P_{31}) \\ Q(P_{32}) + Q_{\text{II}}^{\text{II}}(P_s - P_{32}) \\ \vdots \\ Q(P_{3a}) + Q_{\text{II}}^{\text{II}}(P_s - P_{3a}) \end{cases}$$

式中: $P_{31}, P_{32}, \dots, P_{3a}$ 为第三阶段新投运机组可能发的各种功率。

同时满足

$$\begin{aligned} P_{3m} &\leq P_{3\max} \\ P_s - P_{3m} &\leq P_{1\max} + P_{2\max} \end{aligned}$$

(4) 1、2、3、4号机参加运行。此时根据递推方程式可得

$$Q_{\text{IV}}^{\text{II}}(P_s) = \min \begin{cases} Q(P_{41}) + Q_{\text{III}}^{\text{II}}(P_s - P_{41}) \\ Q(P_{42}) + Q_{\text{III}}^{\text{II}}(P_s - P_{42}) \\ \vdots \\ Q(P_{4\beta}) + Q_{\text{III}}^{\text{II}}(P_s - P_{4\beta}) \end{cases}$$

同时满足:

$$\begin{aligned} P_{4\beta} &\leq P_{4\max} \\ P_s - P_{4\beta} &\leq P_{1\max} + P_{2\max} + P_{3\max} \end{aligned}$$

这样, 我们获得了不同电站功率对应的电站最佳运行工况所需的流量 $Q_{\text{IV}}^{\text{II}}(P_s)$ 。如果要求电站发某一功率 (P'_s), 我们可以从 $Q_{\text{IV}}^{\text{II}}(P_s)$ 特性中查出对应此功率的 4 号机功率 P_{4j} 。如果 $P_{4j} = 0$, 表示该台机不运行。然后计算 $P'_s - P_{4j}$, 这是其他 3 台机应发的功率。再从 $Q_{\text{III}}^{\text{II}}(P_s)$ 特性中查出对应 $P'_s - P_{4j}$ 功率的 3 号机功率 P_{3j} 。依此类推, 我们可以得到各台机应发的功率。与此同时, 求得各台机所需的流量和全厂流量。

此法的最大优点是, 允许电厂存在不同机组, 并且同时可以确定哪台机运行, 各运行机组发多少功率。但是动态规划法的计算工作量比较大。从上述的描述可以看出, 为了求某一水电站功率的各台机运行工况, 必须先求出对应全部水电站可能运行功率的最佳运行工况, 我们称后者为全水电站最佳运行总表。不但计算量大, 要求存储中间值的内存容量也大。当机组台数较多时, 这些数目急剧增加, 人们称之为“维数灾”。这是此法的最大缺点。

为了减少计算工作量, 也就是缩短计算时间, 这是实时运行所要求的, 可以采用存表待查的方法。即先离线地将各种可能的运行工况都算一遍, 求出全水电站最佳运行总表, 然后存在计算机内。但这样做, 要求计算机有很大容量的内存。要注意, 水电站可运行机组的组合有很多, 因为某些机组可能要检修。对应每一种可运行机组组合都要存一张总表, 可见总存储量之大。当水电站安装机组较多时, 不宜直接采用动态规划法, 而要采用后面将介绍的改进方法。

动态规划法在水电站得到了广泛的应用。

7.5.4 开停机指标数法

确定了各种类型最佳运行机组台数以后, 还应确定各种类型机组应运行的机组台号。确定应运行机组台号时, 不仅应考虑经济因素, 还应考虑安全因素。动态规划法虽然能确定应运行机组的台号, 但它只能从经济因素进行考虑, 不能考虑安全因素, 在实际运行中往往就行不通。

水电站实际运行中经常采用的方法是, 由运行人员凭经验和机组状况预先确定一个优先开机顺序, 将它存在计算机

中, 按此顺序启停机组。这种方法缺乏科学性, 考虑的因素过于简单。由于水电站情况不断变化, 这种预先规定的顺序往往适应不了已经发生变化的实际情况。为此, 需要采用更为科学的方法。

美国石河段水电站计算机监控系统在这方面作了些改进, 它确定哪台机运行时, 要考虑下列因素:

- (1) 机组停机至少已满半小时。
- (2) 并入系统运行累计时间最短的机组优先开。
- (3) 距上次停机时间长达 3 天的优先开。

它确定哪台机停运时, 要考虑下列因素:

- (1) 机组并入系统运行至少已有半小时。
- (2) 并入系统运行累计时间最长的机组优先停。
- (3) 至少要有机组供厂用电。

上述方法虽有改进, 但仍不完善。实际上, 机组的运行和停运可看成一个 0—1 型的整数规划问题。机组运行相当于 1, 机组停运相当于 0。设各台机组的状态为 Z_i , Z_i 可为 0, 也可为 1。因此, 确定应运行机组台号的过程可用下式表示。

目标函数

$$\sum_{i=1}^{n_0} I_{ki} Z_i \Rightarrow \max$$

式中: I_{ki} 为第 i 号机的开机指标数; n_0 为应运行机组台数。

约束条件:

- (1) 满足各种类型的最佳运行机组数

$$\sum_{i=1}^{n_1} Z_i = n_{01}, \sum_{i=1}^{n_2} Z_i = n_{02} \dots$$

式中: n_1, n_2, \dots 为各种类型机组可运行机组数; n_{01}, n_{02}, \dots 为各种类型机组最佳运行组数, $n_{01} + n_{02} + \dots = n_0$ 。

- (2) 满足厂用电要求

$$\sum_{i=1}^n a_i Z_i \geq 1$$

式中: a_i 为当机组带厂用电时 $a_i = 1$, 否则 $a_i = 0$; $n = n_1 + n_2 + \dots$ 。

- (3) 满足各段母线中性点接地要求

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n b_{1i} Z_i = 1 \\ \sum_{i=1}^n b_{2i} Z_i = 1 \end{cases}$$

式中: b_{1i} 为该机组接 I 号母线, 其变压器中性点接地时为 1, 否则为 0; b_{2i} 为该机组接 II 号母线, 其变压器中性点接地时为 1, 否则为 0。

开机指标 I_{ki} 的确定, 要考虑许多因素, 可以定义为:

$$I_{ki} = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_n x_n + \alpha_0$$

式中: I_{ki} 为第 i 台机的开机指标数; x_1, x_2, \dots, x_n 为影响开机的因素; $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ 为影响开机因素的权系数; α_0 为优先系数。

开机因素的选择要经过研究, 这些值既可以是状态量, 如机组原先试运行还是停机, 机组有无预警信号等; 也可以是模拟量, 如大修后的运行小时数等。这些因素的值在运行中是经常变化的, 要在线测定, 测值存在数据库中。权系数的确定要根据它在开机决策中所起的作用的大小, 一般需要根据实践经验或通过实验加以确定。

同样可以定义各台机组的停机指标数

$$I_{ui} = \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_m x_m + \beta_0$$

式中: I_{ui} 为第 i 台机的停机指标数; x_1, x_2, \dots, x_m 为影

响停机的因素; $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ 为影响停机因素的权系数; β_0 为优先系数。

停机指标数在需要确定停机台号时用。

直接解上述 0—1 整数规划问题比较麻烦, 可以采用分阶段解决办法, 具体如下:

先根据必须满足的限制条件求解必须运行的机组台号, 再按以上两式计算各台机的开机指标数或停机指标数。然后, 按这些指标数的大小顺序排列。开机指标数大的优先开, 停机指标数大的优先停。当需增加机组数时, 只计算开机指标数; 当需减少机组数时, 只计算停机指标数。

这一套确定运行或停运机组台号的方法在葛洲坝水电站二江电厂得到应用。

7.5.5 等微增率法

当运行机组台号确定后, 下一步要解决各运行机组带多少负荷最经济的问题。如果安装相同的机组, 而且机组的动力特性相差不大时, 最简单的方法是, 等负荷分配。这样做, 最容易实施, 计算时间最短, 大多数水电站采用此法。但如果水电站安装有不同机组, 或者各机组动力特性相差较大时, 按等负荷分配会导致不经济, 有的就采用按机组额定功率大小比例地分配负荷, 此法比较简单, 得到广泛应用。但严格来说, 这不是最经济的, 应该采用等微增率分配机组间负荷才是最经济的。

此时, 应满足下式

$$\frac{\partial Q_1}{\partial P_1} = \frac{\partial Q_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial Q_m}{\partial P_m}$$

式中: $\frac{\partial Q_1}{\partial P_1}$ 为第 1 台机组的微增率。

此时, 必须要求机组的微增率特性是单调上升的, 即所谓凸函数。如不能满足时 (实测的微增率特性往往满足不了这一要求), 就要作适当的修正。

7.5.6 拉格朗日算子法

水电站的发电总成本为每一台机发电成本之和, 则水电站总成本为

$$C = \sum_{i=1}^n C_i(P_i)$$

式中: $C_i(P_i)$ 为第 i 台机的发电成本, 为该机功率 P_i 的函数。

经济负荷分配可表示为

$$\min C = \sum_{i=1}^n C_i(P_i)$$

限制条件为

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_d$$

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$$

式中: P_d 为水电站需发功率。

对于水电站, 发电成本 C 一般以耗水流量 Q 来表示。现用拉格朗日算子 λ 构成如下递增函数

$$C_i = C + \lambda(P_d - \sum_{i=1}^n P_i)$$

将上式对 P_i 和 λ 分别微分, 并令其等于零, 经整理可得

$$\begin{cases} \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \\ \sum_{i=1}^n P_i = P_d \end{cases}$$

以二次多项式来表示发电成本

$$C_i = \frac{1}{2} a_i P_i^2 + b_i P_i + d_i$$

经推导计算可得

$$P_i = \frac{1}{a_i} \left| \frac{P_d + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{a_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{a_i}} - b_i \right|$$

由上式可见, 当给定电厂需发功率 P_d 时, 可按上式求得各台机的经济负荷分配。

采用此法的关键是, 要找到适当的二次多项式来表示机组流量—功率特性。一般要求用最小二乘法来对原始特性进行逼近。

此法在葛洲坝水电站大江电厂得到应用。

水电站按调度指令和要求自动控制有功功率, 根据水库上游来水量或电力系统的需求, 考虑电站及机组的运行限制条件, 以经济运行原则, 确定电站机组运行的组合和机组间的负荷分配。



第4章 水电站厂内经济运行原理与应用

水电站厂内经济运行(又称优化运行)是在满足电能生产的安全、可靠、优质的前提下,合理地组织调度水电站的发电生产设备,以期获得最大的经济效益。

1 水电站厂内经济运行的优化准则

对于一个以发电为主的水电工程而言,其电能生产是在满足综合利用部门要求的基础上,安全、可靠、优质地供应尽可能多的电能。

水电站厂内经济运行过程中常用的优化准则可描述为:在水电站负荷给定前提条件下,要求水电站总耗水量最小;或在水电站的可用水量(或来水)一定条件下,使得水电站总发电量最大。以上两个准则中,前者一般适用于可调节的蓄水式水电站,而后者一般适用于径流式水电站。

水电站的优化运行本质上包括空间最优化和时间最优化两层含义。空间最优化是对于某一发电任务,要求合理地选择水电站能投用的机组台数、台号,并在选定的这些机组中实现机组之间的负荷最优化分配;而时间最优化则是在空间最优化的基础上,不仅考虑时段内的优化,同时计及时段之间由于负荷的变化而可能产生的机组的开、停机状态对整个水电站优化运行的影响。机组开、停机状态的改变会引起附加的耗水以及其他以水为量计算的消耗。由此可见,时间最优化是一个计算优化周期(时期)内的最优,也可以认为,时间最优化是全局的最优化。

1.1 空间最优化准则

1.1.1 以水定电的优化准则

在水电站的总耗水量或电站来水确定前提条件下,水电站的生产运行应以出力最大为目标,其数学模型可表示为

$$\begin{cases} \max \sum_{k=1}^n P_k \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n Q_k(P_k) = Q \\ Q_k \in R_k \end{cases}$$

式中: P 表示水电站总出力; P_k 表示第 k 号机组的出力; Q 表示水电站总工作流量; $Q_k(P_k)$ 表示 k 号机组出力为 P_k 时的引用流量; R_k 表示 k 号机组引用流量限制范围; n 表示水电站参加发电运行的总机组台数。

机组的出力范围 R_k 在机组的最大技术出力(一般取机组的额定功率)和最小技术出力(如空载)之间,同时必须避开机组的空蚀和振动区域。

1.1.2 以电定水的优化准则

对于有调节性能水库的水电站,其运行中出力是由调度部门根据电网的优化运行策略给定的,在此情况下,水电站的优化目标应是电站总工作流量最小,其数学模型可描述为

$$\begin{cases} \min \sum_{k=1}^n Q_k(P_k) \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n P_k(Q_k) = P \\ P_k \in R_k \end{cases}$$

式中: R_k 表示 k 号机组的出力范围; $P_k(Q_k)$ 表示 k 号机组的工作流量为 Q_k 时的出力。

1.2 时间最优化准则

1.2.1 以水定电的优化准则

当水电站各时段的可耗水量确定后,电站运行的优化目标应是总发电量最大,其数学模型可描述为

$$\begin{cases} \max \sum_{t=1}^m \left[\sum_{k=1}^n P_k(t) \cdot T_t \right] \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n Q_k[P_k(t)] + W_c(t) = Q(t) \\ P_k(t) \in R_k \end{cases}$$

式中: $Q(t)$ 表示 t 时段水电站引用流量; $W_c(t)$ 表示 t 时段开停机耗水量; $P_k(t)$ 表示 t 时段第 k 号机的出力; T_t 表示 t 时段计算时间长度。

1.2.2 以电定水的优化准则

如果电力系统调度部门在某时段内给水电站的发电任务已确定,此时水电站的运行应以耗水量最小为目标,其数学模型可表述为

$$\begin{cases} \min \sum_{t=1}^m \left\{ \sum_{k=1}^n Q_k[P_k(t)] \cdot T_t + W_c(t) \right\} \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n P_k(t) = P(t) \\ Q_k(t) \in D_k \end{cases}$$

2 水电站最优发电计划和方案的制订

厂内经济运行主要研究在给定水电站日负荷过程的条件下,如何确定厂内最优工作机组台数、最优工作机组组合、最优机组启停次序和机组间负荷的最优分配,以使得水电站耗水量最小的问题。

2.1 水电站厂内经济运行的任务及内容

2.1.1 任务

水电站厂内经济运行的基本任务是研究水电站在总负荷给定条件下其厂内工作机组最优台数、组合及启停次序的确定,机组间负荷的最优分配,即厂内最优运行方式制定和实现的有关问题,实际上也是研究其日内逐小时及瞬时经济运行问题。

2.1.2 内容

作为水电站生产技术管理的一项重要工作,其厂内经济运行的内容主要包括以下五个方面:

(1) 组织机组动力特性试验。这是挖掘水电站设备潜力的一项基础性工作,其目的在于摸清和获得原型机组的真实动力特性,为开展经济运行提供可靠依据。关于机组动力特性试验的知识和方法,读者可阅读专门有关文献。

(2) 计算和编制机组(段)动力特性。机组(段)动力特性是经济运行中使用的基本动力特性,一般应根据原型机组动力特性试验资料直接编制。当还未进行原型试验时,只能根据水轮机设备制造厂家提供的由机组模型试验资料换算

得的有关动力特性编制。

(3) 编制全厂的最优动力特性。这是厂内经济运行的核心工作, 是对厂内经济运行策略的具体体现。因此, 要按所建立的厂内经济运行数学模型, 采用合适的优化方法, 利用各机组(段)动力特性, 综合考虑影响经济运行的各种因素和条件, 对水电站出力变化范围内的任何可能负荷, 确定工作机组的最优台数、组合、启停次序及在各机组间进行负荷的最优分配, 在此基础上编制出全厂的最优动力特性, 为制定面临日水电站全厂及各台机组的经济运行方式(计划)及进行实时控制提供指导依据。

(4) 制定面临日的厂内经济运行方式(计划)。根据电力系统给定的面临日水电站负荷图和其他有关信息资料, 按所编制的全厂最优动力特性和各机组(段)动力特性, 制定该日水电站及各机组的经济运行方式(计划), 包括该日逐小时负荷的工作机组最优台数、组合、启停次序计划, 下泄流量和上下游水位过程, 各机组最优分配的出力过程, 引用流量过程及各水轮机导叶开度过程等。

(5) 进行实时控制, 实现厂内经济运行。以所编制的面临日厂内经济运行方式(计划)为指导, 根据面临时刻(段)及其后负荷等信息的可能变化, 随时修正原计划方式, 调整水电站及其各机组面临时刻(段)的决策和面临时刻至日末的经济运行方式, 同时, 还须考虑电力系统频率和电压的变化情况, 调整相应的无功功率。负荷调整时可用手工操作, 有条件时, 应借助先进的计算机工具, 实现水电站厂内经济运行的自动发电控制。

2.2 水电站经济运行方式

传统的水电站优化调度按照工作周期长短的不同, 一般可分为三种经济运行方式, 即长期运行方式、短期运行方式和厂内运行方式。三种运行方式之间既有其独立性, 又存在一定的联系。

2.2.1 长期运行方式

通常指工作周期为一年的运行方式。水电站水库具有年或多年调节性能, 库容系数多在2%~30%或以上。当库容系数较小时, 只能进行不完全年调节; 当库容系数在30%~50%或以上时, 调节性能很好, 能进行多年调节。

2.2.2 短期运行方式

通常指工作周期为1日, 即24小时的运行方式。水电站日调节所需库容不大, 库容系数远小于1%, 年和多年调节水库均可同时进行日调节。工作周期为一周, 即7日的运行方式, 也是一种短期运行方式, 称为周调节。

2.2.3 厂内运行方式

通常指厂内各台动力设备逐小时的运行工况最优化。它与动力设备的性能以及电网和动力设备额运行工况参数的实时检测和控制手段直接相联系。

长期运行方式、短期运行方式和厂内运行方式三者之间互相依存和制约, 其整体关系如图6.4-1所示。

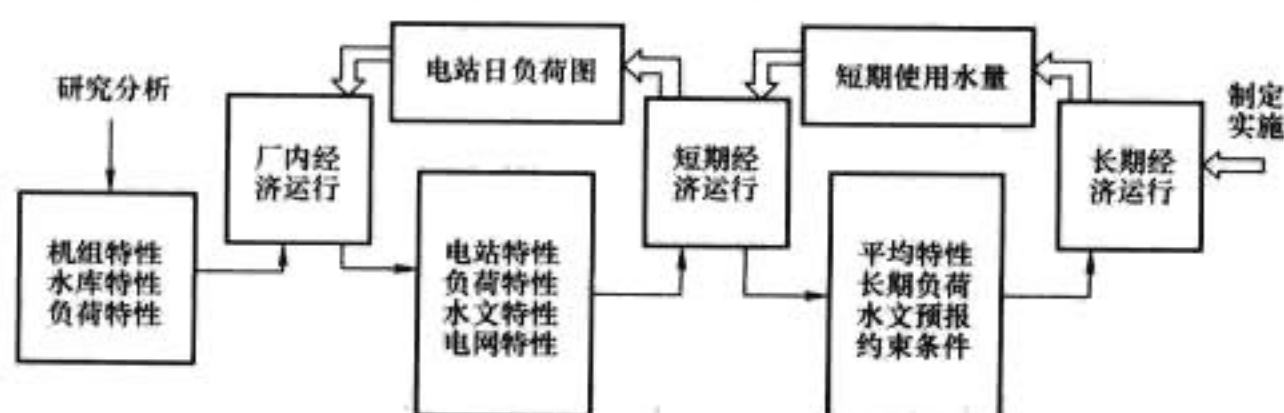


图 6.4-1 水电站经济运行方式

在研究和分析水电站在电力系统中的运行方式时, 总是把一个个电源(水电站和火电厂)看成一个个单元, 认为全厂特性是按各动力设备运行工况最优化而实测得到的, 短期的平均特性又是按经济运行方式实测的参数平均值。在此基础上最后明确长期经济运行方式。可以说是“先厂内, 次短期, 后长期”的关系。如图6.4-1中的单线信息传递关系。

在实际制定各种经济运行方式的方案, 并用以指导管理决策时, 则是“先长期, 次短期, 后厂内”的顺序。即制定长期优化运行方式, 把水电站规定的有限输入能源分配给短期各时段; 进而制定短期优化方式; 把由长期优化方式所确定的短期可用的能源, 用负荷分配和逐时段运行状态的形式划分给各电源。最后根据短期优化方式所确定的各电站负荷(日负荷图), 各电站分别组织厂内各动力设备的优化运行。如图6.4-1中的双线信息传递关系。

由图6.4-1可见, 长期经济运行是制定调度方案, 短期经济运行产生水电站调度计划, 厂内经济运行则是方案和计划的具体实现者, 同时厂内经济运行的实现必须实现对机组特性、水库特性和负荷特性的准确采集, 其误差直接影响整个水电站的优化调度效果。

3 机组间最优负荷的分配与最优开停机优化

由于水电站厂内经济运行能够带来显著的经济效益, 人们一直在积极研究, 提出各种各样的方法来解决这个问题, 如等微增率法、启发式方法、优先顺序法、动态规划法、混合整数规划法、专家系统法、人工神经网络法、模拟退火算法、遗传算法等。

3.1 机组间最优负荷的分配

3.1.1 数学模型

固定机组之间的最优负荷分配, 是指在已选定的机组之间实行负荷的优化分配。所有选定的机组必须处在运行状态, 其间若某机组所分得的负荷为零, 则意味着该机组在空载工况下运行。

设水电站总负荷为 P , 选定某 n 台机组共同完成这一总负荷, 那么如何在这 n 台机组之间分配总负荷 P , 以使全厂总工作流量最小呢? 这实际上是一个水电站的空间最优化问题。其数学模型可描述为

$$\begin{cases} \min \sum_{k=1}^n Q_k(P_k) \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n P_k(Q_k) = P \\ P_k \in R_k \end{cases} \quad (6.4-1)$$

另一方面, 当水电站可以引用的总工作流量确定之后, 选定某 n 台机组, 如何在这 n 台机组之间分配流量以使全厂总出力最大呢? 这一问题的数学模型可建立为

$$\begin{cases} \max \sum_{k=1}^n P_k \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n Q_k(P_k) = Q \\ Q_k \in D_k \end{cases}$$

3.1.2 等微增率方法

3.1.2.1 等微增率原则

为方便起见, 先以两台机组之间的负荷分配为例, 推导出等微增率原则。

假设两台机组的流量特性曲线如图6.4-2

所示。上述问题可表示为以下数学模型

$$\begin{cases} Q = \min[Q_1(P_1) + Q_2(P_2)] \\ P = P_1 + P_2 \\ P_1 \in R_1 \\ P_2 \in R_2 \end{cases} \quad (6.4-2)$$

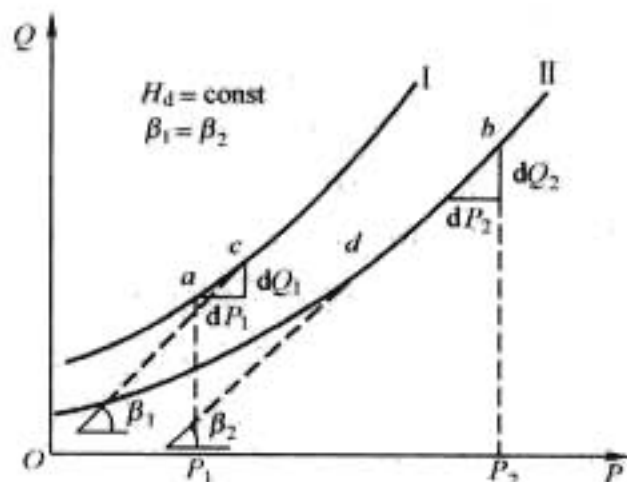


图 6.4-2 两台机组的流量特性曲线

从图 6.4-2 中可以看出, 当分配机组 I 的负荷为 P_1 、机组 II 的负荷为 P_2 时, 两台机组在各自流量特性曲线 I 和 II 上的工作点分别是 a 点和 b 点。此时, 假如机组 I 增加负荷, 则机组 II 必须减少负荷以保证出力平衡, 并且有 $dP_1 = -dP_2$ 。正因为如此, 机组 I 的工作流量将增加 dQ_1 , 而机组 II 则减少工作流量 dQ_2 (即 dQ_2 为负值)。

在机组流量特性曲线上, 随着出力的增加, 曲线的斜率 (坡度) 逐渐增大, 因此有 $|dQ_1| < |dQ_2|$, 此时水电站的总工作流量变化值 $dQ = dQ_1 + dQ_2 < 0$ 。这即意味着两台机组之间的负荷分配稍加改变, 水电站总工作流量亦可以减少而给水电站带来经济效益。也就是说, 增加机组 I 的负荷, 减少机组 II 的负荷是有利的。

如果继续增加机组 I 的负荷至工作点 c, 相应地为保证出力平衡, 机组 II 则工作在 d 点。在 c、d 两点, 两机组流量特性曲线的切线斜率相等

$$\frac{dQ_1}{dP_1} = \frac{dQ_2}{dP_2}$$

很明显有

$$dQ = dQ_1 + dQ_2 = 0$$

若此时继续增加机组 I 的负荷, 并减少机组 II 的负荷, 由于 $\frac{dQ_1}{dP_1} > \frac{dQ_2}{dP_2}$ 使 $dQ = dQ_1 + dQ_2 > 0$, 这意味着这样决策时水电站总工作流量会增加, 对水电站生产不利。

综上所述, 可以得出以下结论:

在一定负荷下, 水电站工作流量最小的条件是两台机组的流量微增率值相等

$$\dot{q}_1 = \dot{q}_2$$

对于一个有 n 台机组的水电站, 以此类推, 有

$$\dot{q}_1 = \dot{q}_2 = \dots = \dot{q}_n$$

上式便是固定机组之间最优负荷分配的等微增率原则。

从微分学观点出发, 通过多元函数求极值条件亦可导出等微增率原则。

已知各机组的流量特性曲线为

$$Q_1 = Q_1(P_1)$$

$$Q_2 = Q_2(P_2)$$

$$\vdots$$

$$Q_n = Q_n(P_n)$$

对于前述数学模型式 (6.4-1) 所给的条件极值问题利用 Lagrange 乘子法, 构造辅助函数

$$F = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n + \lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_n - P) \quad (6.4-3)$$

对上式求无条件极值的必要条件是其对各变量 P_1, P_2, \dots, P_n 的偏导数为零

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial P_1} = \frac{\partial Q_1}{\partial P_1} + \lambda = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial P_2} = \frac{\partial Q_2}{\partial P_2} + \lambda = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial P_n} = \frac{\partial Q_n}{\partial P_n} + \lambda = 0 \end{cases}$$

亦即

$$\frac{\partial Q_1}{\partial P_1} = \frac{\partial Q_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial Q_n}{\partial P_n} = -\lambda$$

或者简记为

$$\dot{q}_1 = \dot{q}_2 = \dots = \dot{q}_n = -\lambda$$

上式即是水电站 n 台机组之间优化分配负荷的等微增率原则。

从最优化理论上讲, 上式仅仅是取极值的必要条件。下面给出其充分条件。

以两台机组为例, 由式 (6.4-2) 可得

$$Q_1(P_1) + Q_2(P_2) = Q_1(P_1) + Q_2(P - P_1)$$

考虑到 $dP_1 = -dP_2$, 于是有

$$\begin{aligned} \frac{d}{dP_1} [Q_1(P_1) + Q_2(P - P_1)] \\ = \frac{d}{dP_1} Q_1(P_1) - \frac{d}{dP_2} Q_2(P - P_1) \end{aligned}$$

$$\frac{d^2}{dP_1^2} [Q_1(P_1) + Q_2(P - P_1)] = \frac{d^2 Q_1(P_1)}{dP_1^2} + \frac{d^2 Q_2(P_2)}{dP_2^2}$$

于是, 两台机组之间分配负荷时, 总工作流量取极小值的充分条件为

$$\frac{d^2 Q_1}{dP_1^2} + \frac{d^2 Q_2}{dP_2^2} > 0$$

需要指出的是, 有的文献对于上述问题所给出的充分条件是

$$\begin{cases} \frac{d^2 Q_1}{dP_1^2} > 0 \\ \frac{d^2 Q_2}{dP_2^2} > 0 \end{cases}$$

显然, 这是过于充分条件。

以上的分析方法可以推广到 n 台机组的情况, 这时的充分条件为式 (6.4-3) 中 F 的海森矩阵 H 正定, 即各阶主子式的行列值大于零。如

$$\begin{aligned} |H| &= \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 F}{\partial \lambda^2} & \frac{\partial^2 F}{\partial \lambda \partial P_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial \lambda \partial P_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial \lambda \partial P_n} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial P_1 \partial \lambda} & \frac{\partial^2 F}{\partial P_1^2} & \frac{\partial^2 F}{\partial P_1 \partial P_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial P_1 \partial P_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial^2 F}{\partial P_n \partial \lambda} & \frac{\partial^2 F}{\partial P_n \partial P_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial P_n \partial P_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial P_n^2} \end{vmatrix} \\ &= \begin{vmatrix} 0 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & \dot{q}_1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & \dot{q}_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & 0 & 0 & \dots & \dot{q}_n \end{vmatrix} \end{aligned}$$

3.1.2.2 用等微增率方法进行机组间的最优负荷分配

按流量微增率相等的原则, 将两台机组的流量微增率曲

线绘制于同一图中,且两曲线横坐标方向相反,两个原点 O_1 和 O_2 之间的距离与给定的电厂总负荷相等,如图 6.4-3 所示。

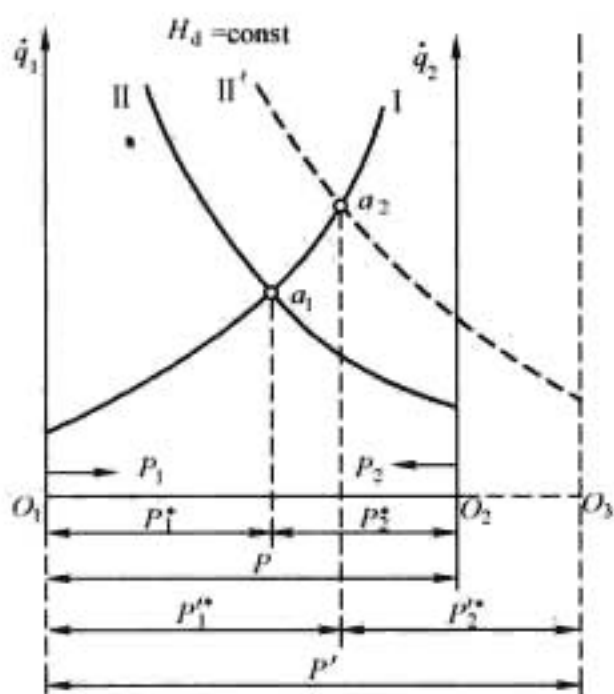


图 6.4-3 两台机组的流量微增率曲线

从图 6.4-3 中可以知道,两台机组的流量微增率曲线的交点 a_1 是满足 $\dot{q}_1 = \dot{q}_2$ 的工作点,这个交点对于两条曲线的横坐标即是这两台机组优化运行时,各自所承担的负荷值 P_1^* 和 P_2^* 。

在电站负荷增加到 P' 时,只需将曲线 $\dot{q}_2 = \dot{q}_2(P_2)$ 向右平移到新的原点 O_3 ,同时保留 O_1 和 O_2 的距离与 P' 相等,从而可求得两曲线新的交点为 a_2 , a_2 正是负荷为 P' 时两台机组新的最优负荷分配工况点。

对于多台机组的情况,可按图 6.4-4 的作图方法处理,即按总负荷微增率曲线来分配负荷,仍按两台机组并列运行讨论。

将两台机组的流量微增率曲线绘于一张图上,对于某一流量微增率 \dot{q}_a ,按等微增率原则,两台机组承担的负荷分别是 P_{1a} 和 P_{2a} ,这时机组总负荷为 $(\sum_{k=1}^2 P_k)_a = P_{1a} + P_{2a}$,根据 \dot{q}_a 和 $(\sum_{k=1}^2 P_k)_a$ 在图 6.4-4 上得到点 a 。同理,设有不同的 \dot{q} 值,则可以得到两台机组相应不同总负荷的各点。平滑连接这些点,即获得两台机组总负荷的微增率特性曲线 $\dot{q} \sim (\sum_{k=1}^2 P_k)$,如曲线 I + II 所示。

在负荷分配过程中,若有电力系统给定的负荷为 $(\sum_{k=1}^2 P_k)_b$,从微增率曲线的横坐标 $(\sum_{k=1}^2 P_k)_b$ 处向上作垂直线交曲线 I + II 于点 b ,再过点 b 作水平线分别于曲线 I 和 II 相交,其交点的横坐标即是各机组所承担的最优负荷 P_{1b} 和 P_{2b} 。

按同样的方法,可以在 n 台机组之间实行最优负荷分配。

在用计算机实行实时分配与控制时,上述分配过程实为一查表过程,故实施很方便。

3.1.2.3 出力限制及曲线畸变的处理

(1) 出力限制问题。如图 6.4-5 所示,机组出力限制是这样处理的:在最小出力 P_{\min} 和最大出力 P_{\max} 处,微增率曲线都是一根垂线,只是对于最小出力垂线向下画;而在最大出力处垂线向上画。根据图 6.4-4 所描述的方法,机组 I 和 II 最优运行时电厂总负荷的微增率曲线如图 6.4-4 中曲线 I + II。

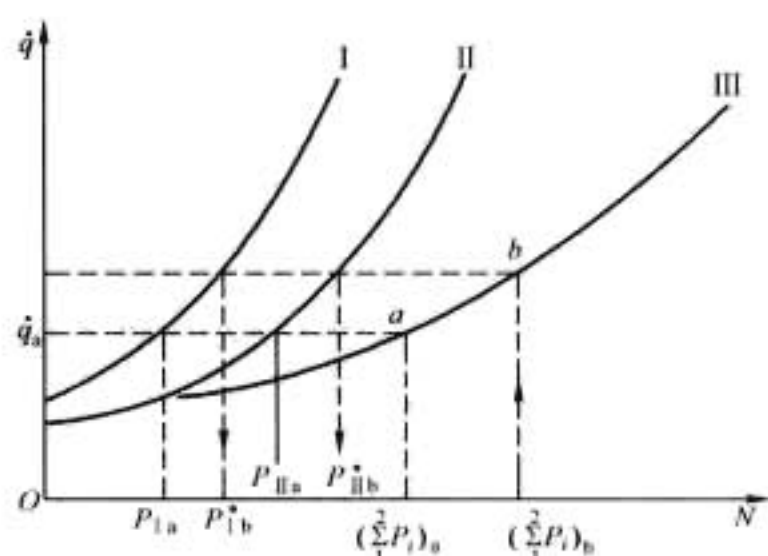


图 6.4-4 各台机组的总流量微增率特性曲线

当待分配的负荷为 P 时,在横坐标为 P 处作垂线与曲线 I + II 交于点 A ,过点 A 作水平线即得微增率 \dot{q} ,并与曲线 I 和 II 相交,与曲线的交点为 A_1 ,而与曲线 II 则有多个交点,这时可先从 A_1 得到机组 I 的负荷为 P_1 ,然后从 P 中减去 P_1 ,即得 P_2 (注意,这里不可能立即得到 P_1 ,因为在曲线 II 上,有无数个点的微增率都为 \dot{q}_3)。

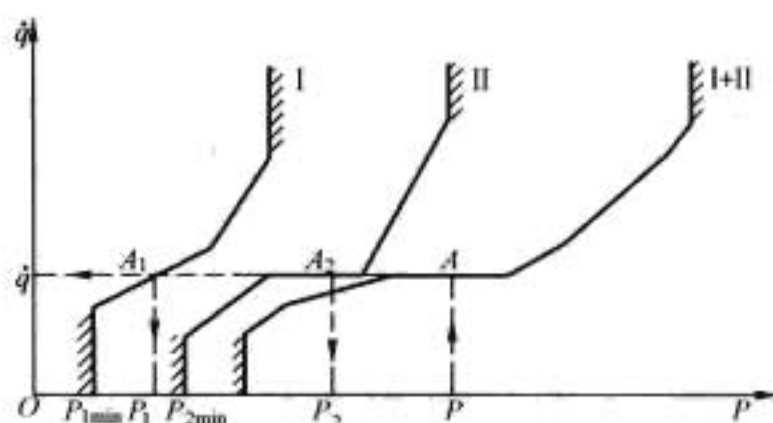


图 6.4-5 机组有出力限制时的微增率方法

(2) 曲线畸变问题。流量微曲线有不连续的情况,如图 6.4-6 所示。在图 6.4-6(a) 中的情况是:当出力为 P_1 时,流量微增率可以从 \dot{q}_1 到 \dot{q}_2 ,这意味着在这种情况下,曲线 $\dot{q} \sim P$ 不确定,在求解时也不确定。为解决这个不确定问题,根据曲线上的 AB 和 CD 两部分,在负荷小于 P_1 时,使用曲线的 AB 段;反之使用曲线的 CD 段。图 6.4-6(b) 则表示另一种例子。在这种情况下,可以认为不论机组分配负荷 P_1 或 P_2 ,微增率都是 \dot{q}_s 。当电厂机组多、容量大时,一台机组与之相比,其容量相对地很小,这样处理并不使优化

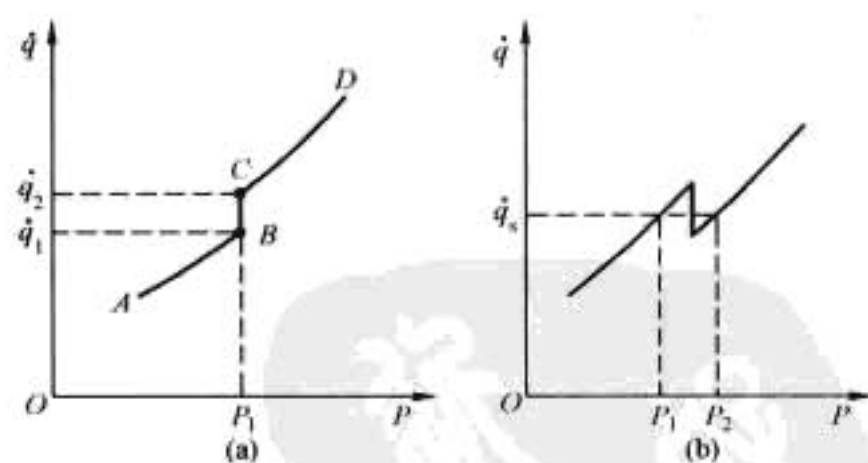


图 6.4-6 流量微增率曲线畸变示意图

问题有大的失真。现在必须提出这样的问题:因为 \dot{q}_s 对应有两个出力 P_1 和 P_2 ,那么机组承担哪个出力是最优的呢?这时有两个功率平衡方程

$$\begin{cases} P = P_{s1} + P_1 \\ P = P_{s2} + P_2 \end{cases}$$

式中: P_{s1} 、 P_{s2} 表示所论机组以外的电厂(机组)应承担的负荷; P 表示电站总负荷。

当机组负荷自 P_1 变化到 P_2 时,机组能量消耗自然发

生变化,如机组能耗增加,则其他机组的能耗会减少,反之亦然。设能量消耗增量为 ΔW ,则有

$$\begin{aligned}\Delta W &= \int_{P_1}^{P_2} \dot{q}_s dP - \dot{q}_s \Delta P \\ &= \dot{q}_s \Delta P + S_1 - S_2 - \dot{q}_s \Delta P \\ &= S_1 - S_2\end{aligned}$$

其中, S_1 和 S_2 代表图6.4-7中的两块阴影面积,对电厂而言,其微增率特性如图6.4-7(b)。

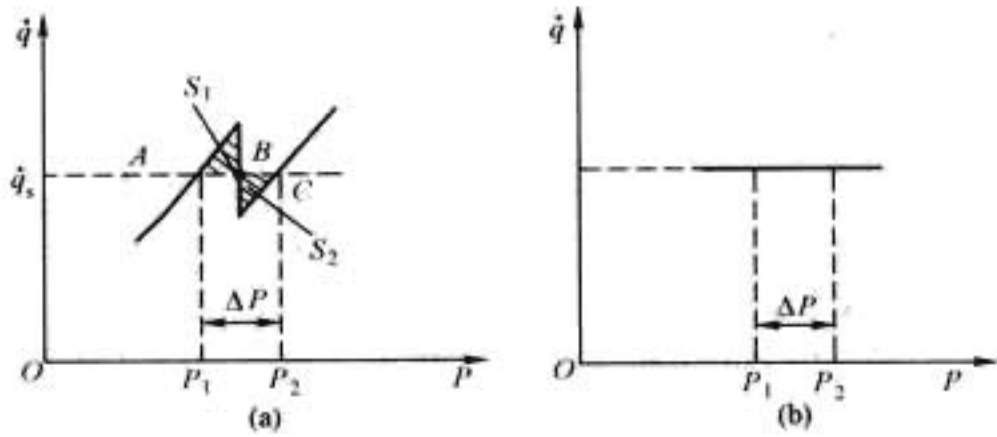


图 6.4-7 微增率曲线的修正

3.1.3 最优负荷分配的动态规划方法

3.1.3.1 动态规划递推方程

为了用动态规划方法求解式(6.4-1)所描述的固定机组之间的负荷优化分配问题,可按以下方法建立递推模型。

阶段变量 k :系以机组编号为序,机组台数 k 为阶段变量。

状态变量 \bar{P}_k : k 台机组的总负荷。

决策变量 P_k :第 k 号机组的负荷。

代价函数 $Q_k(P_k)$: k 号机组的工作流量。

状态转移方程: $\bar{P}_{k-1} = \bar{P}_k - P_k$ 。

目标函数:总工作流量取最小 $\min \sum_{k=1}^n Q_k(P_k)$ 。

根据动态规划最优化原理,可得以下正向递推关系式

$$\begin{cases} Q_k^*(\bar{P}_k) = \min_{P_k \in R_k} [Q_k(P_k) + Q_{k-1}^*(\bar{P}_{k-1})] \\ \bar{P}_{k-1} = \bar{P}_k - P_k (k=1, 2, \dots, n) \\ Q_0^*(\bar{P}_0) = 0, \forall \bar{P}_0 \end{cases}$$

式中: \bar{P}_k 表示 $1 \sim k$ 号机组的总负荷; $Q_k^*(\bar{P}_k)$ 表示电厂负荷为 \bar{P}_k 时,在 $1 \sim k$ 号机组之间优化分配负荷时全厂总工作流量; $Q_k(P_k)$ 表示第 k 号机组负荷为 P_k 时的工作流量; $Q_0^*(\bar{P}_0)$ 表示边界条件,即在起始阶段以前耗用的流量为零。

上述递推过程可用图6.4-8来示意。

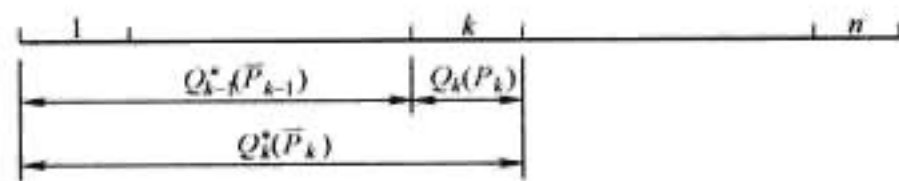


图 6.4-8 动态规划正向递推示意图

由上述递推关系式可以得到电厂负荷 \bar{P}_k 在 k 台机组之间的优化分配方案

$$P_k^0 = f(\bar{P}_k, k), \forall k$$

上式的含义是:电厂负荷为 \bar{P}_k 时,在 $1 \sim k$ 号机组之间优化分配,其中 k 号机组所承担的负荷为 P_k^0 ,它是总负荷 \bar{P}_k 的函数,也是机组台数的函数。

这里需指出,若第 k 号机组分得的负荷 P_k^0 为零,则意味着第 k 号机组空载运行,这时其消耗空载流量。这也是“固定机组”四个字的本质含义。

递推方程也可以写成逆向递推的形式

$$\begin{cases} Q_k^*(\bar{P}_k) = \min_{P_k \in R_k} [Q_k(P_k) + Q_{k+1}^*(\bar{P}_{k+1})] \\ \bar{P}_{k+1} = \bar{P}_k + P_k (k=n, n-1, \dots, 1) \\ Q_{n+1}^*(\bar{P}_{n+1}) = 0 \end{cases}$$

式中: \bar{P}_k 表示 $k \sim 1$ 号机组的总负荷; $Q_k^*(\bar{P}_k)$ 表示电厂负荷为 \bar{P}_k 时,在 $n \sim k$ 号机组之间优化分配负荷时全厂总工作流量; $Q_{n+1}^*(\bar{P}_{n+1})$ 表示边界条件。

上述递推方程的计算过程可用图6.4-9来示意。

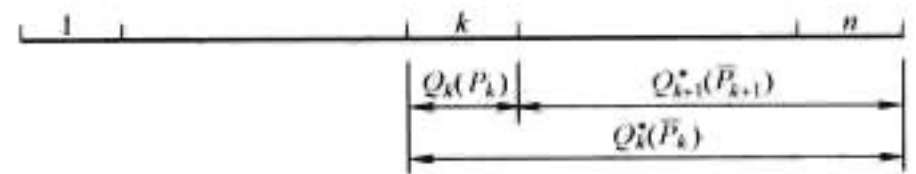


图 6.4-9 动态规划逆向递推示意图

3.1.3.2 动态规划方法的顺向递推计算程序

程序中变量符号说明如下:

k 表示机组台号及台数, $k=1, 2, \dots, n$ 。

$P(k)$ 表示第 k 号机组容量。

P_s 表示电厂装机容量。

P_k 表示 $1 \sim k$ 号机组的总容量。

P_{k-1} 表示 $1 \sim k-1$ 号机组的总容量。

J 表示状态变量,发电任务。

i 表示决策变量, k 号机组的出力。

$Q(k, i)$ 表示第 k 号机组的流量特性曲线。

$Q_1(J)$ 表示 $1 \sim k$ 号机组总工作流量。

$Q_2(J)$ 表示 $1 \sim k-1$ 号机组总工作流量。

X 、 Y 表示比较单元,暂存工作流量,而 Y 单元存放较优的工作流量。

I_0 表示中间单元,存放较优的决策 i 。

$P_0(J, k)$ 表示存放优化分配结果。其含义是当负荷 J 由 k 台机组完成时 k 号机所承担的负荷。

优化分配递推方程组为

$$\begin{cases} Q_1^*(J) = \min_i [Q(k, i) + Q_2^*(J - i)] \\ k \leq n \\ J \leq P_s \\ i \leq P(k) \\ i \leq J \\ J - i \leq P_{k-1} \\ P_0(J, k) = I_0 \end{cases} \quad (6.4-4)$$

设有表6.4-1给定的机组流量特性,按上述递推方程组计算的结果列于表6.4-2。

表 6.4-1 机组流量特性曲线

$Q(k, i)$	1	2	3	4
0	25	24	25	23
1	30	31	29	28
2	34	34	35	35
3	38	37	38	37
4		40		

表 6.4-2 十分形象地体现了动态规划的递推过程。然而它在现场的的实际应用中既不直观也不方便，并且还需花费时间来查找计算，为此必须将其整理成一般意义上的表格。

根据动态规划最优化原理，从表 6.4-2 中查找出各机组的负荷，按下列方程组计算

$$\begin{cases} P_0(J,k) = P_0(J,k)k = n \\ M = J - P_0(J,k+1)k \neq n \\ P_0(J,k) = P_0(m,k) \end{cases}$$

于是可得到固定机组最优负荷分配表 6.4-3。很显然，表 6.4-3 在使用中既方便又直观。

表 6.4-2 固定机组之间的最优负荷分配表(1)

k	1		2		3		4	
$P_0(J,K)$ $Q_1(J)$ J	$P_0(J,1)$	$Q_1(J)$	$P_0(J,2)$	$Q_1(J)$	$P_0(J,3)$	$Q_1(J)$	$P_0(J,4)$	$Q_1(J)$
0	0	25	0	49	0	74	0	97
1	1	30	0	54	1	78	0	101
2	2	34	0	58	0	83	0	106
					1		1	
3	3	38	0	62	0	87	0	110
			3		1			
					3			
4			4	65	0	90	0	113
5			4	70	1	94	0	117
6			4	74	0	99	0	122
					1		1	
7			4	78	0	103	0	126
					1			
					3			
8					1	107	0	130
9					3	112	0	135
							1	
10					3	116	0	139
11							1	144
							3	
12							3	149
13							3	153

表 6.4-3 固定机组之间的最优负荷分配表(2)

k		1	2	3	4	$Q_1(J)$
$P_0(J,k)$	J	1	2	3	4	
0		0	0	0	0	97
1		0	0	1	0	101
2		2	0	0	0	106
				1	1	
3		3	0	0	0	110
		0	3	0		
		2	0	1		
		0	0	3		
4		0	4	0	0	113
5		0	4	1	0	117
6		2	4	0	0	122
		1		1	0	
		0		1	1	

续表

k		1	2	3	4	$Q_1(J)$
$P_0(J,k)$	J	1	2	3	4	
7		1	4	2	0	126
	0	3				
8		1	4	3	0	130
9		1	4	3	1	135
10		1	4	2	3	139
	0	3				
11		1	4	3	3	144
12		2	4	3	3	149
13		3	4	3	3	153

3.1.3.3 机组最优组合与负荷分配

上面所讨论的是固定机组之间的负荷优化分配问题，其前提是机组台数 k 已选定，这些机组在负荷分配中不论承担多少负荷(甚至空载)都并在电网上运行。

在实际工程中,问题往往是这样提出来的,即已知电厂负荷,而需选取机组台数、台号并在选定的机组之间优化分配负荷。要达到这一目的也很简单,只需认为机组负荷为零时意味着机组处于停机状态而不运行,此时不消耗流量。为此,将表 6.4-1 中的流量曲线进行修改,即出力为零时流量亦为零,见表 6.4-4。

利用递推方程组(6.4-4)亦可获得表 6.4-5 所列的最优负荷分配表。

同样地,可整理成如表 6.4-6 所列的最优负荷分配表(2)。

讨论到这一步,可以总结一下:表 6.4-3 与表 6.4-6 的本质区别在于当机组的负荷为零时,对于表 6.4-3 意味着该机空载运转;而对于表 6.4-6 则表示该机组处于停机状态。表 6.4-6 的作用是显而易见的,表 6.4-3 则不然,但它的用

途更为广泛、灵活,在理论上它可以得到任意组合的最优负荷分配。

表 6.4-4 机组流量特性曲线

$Q(k,i)$ i	k			
	1	2	3	4
0	0	0	0	0
1	30	31	29	28
2	34	34	35	35
3	38	37	38	37
4		40		

表 6.4-5 最优负荷分配表(1)

k		1		2		3		4	
$P_0(J,K)$ $Q_1(J)$ J		$P_0(J,1)$ $Q_1(J)$		$P_0(J,2)$ $Q_1(J)$		$P_0(J,3)$ $Q_1(J)$		$P_0(J,4)$ $Q_1(J)$	
		0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1		0	30	1	29	1	28
2	2	2	34	0 2	34	0	34	0	34
3	3	3	35	3	37	0	37	0 1	37
4	4			4	40	0	40	0	40
5	5			4	70	1	69	1	68
6	6			4	74	0	74	0 3	74
7	7			4	78	0	78	3	77
8	8					1	107	1 3	106
9	9					3	112	3	111
10	10					3	116	3	115
11	11							1 3	144
12	12							2	151
13	13							3	153

表 6.4-6 最优负荷分配表(2)

k		1	2	3	4	$Q_1(J)$
$P(J,K)$						
J						
0		0	0	0	0	0
1		0	0	0	1	28
2		2	0	0	0	34
		0	2			
3		3	0	0	0	37
		0	2		1	
4		0	4	0	0	40
5		0	4	0	1	68

续表

$P(J,K)$ $J \backslash k$	1	2	3	4	$Q_1(J)$
6	2 0	4 3	0	0 3	74
7	0	4	0	3	77
8	3 0	4	0 1	1 3	106
9	2	4	0	3	111
10	3	4	0	3	115
11	3	4	3 1	1 3	144
12	3	4	3	2	151
13	3	4	3	3	153

3.1.3.4 任意机组之间的最优负荷分配

毋庸置疑,若要求解任意机组之间的最优负荷分配问题,我们仍然可以用递推方程组(6.4-4)计算,这时只需将机组重新编号即可。然而,这样做相当麻烦,当可选用的机组组合较多时,这种求解方法无论在计算工作量还是所占有的计算机内存都是难以接受的。

如果利用动态规划最优化原理,则可以将问题简化而求解。这从表 6.4-2 亦可以理解。

下面为最优化原理的一个推广定理。

【定理】

设 $P^0 = [P_1^0 \ P_2^0 \ \cdots \ P_n^0]$

s. t. $\sum_{k=1}^n P_k^0 = P$

为水电站负荷 P 在 n 台机之间的最优分配策略向量。对于水电站负荷 P^0 , 定义

$\pi^0 P^0 = [\pi_1^0 P_1^0 \ \pi_2^0 P_2^0 \ \cdots \ \pi_n^0 P_n^0]$

s. t. $\sum_{k=1}^n \pi_k^0 P_k^0 = P^0$

这里 $\pi^0 = [\pi_1^0 \ \pi_2^0 \ \cdots \ \pi_n^0]$ 是任一机组组合状态向量。其中

$\pi_k^0 = \begin{cases} 1 & \text{机组运行} \\ 0 & \text{机组停机} \end{cases}$

则 $\pi^0 P^0$ 对于 P^0 是一个最优策略(向量)。

该定理说明一个最优策略的任意子策略也是最优的,并且与决策的顺序无关。

定理中, $\pi^0 P^0$ 是 P^0 的一个子策略。

根据定理,不难用表 6.4-3 实行任意机组之间的最优负荷分配。

不失一般性,设第 l 、 m 号机组停机,若水电站的负荷是 $P^0 = J_0$, 现在的问题是 把负荷 P^0 如何在 不包含第 l 、 m 号机的机组之间实行最优分配,其步骤如下:

(1) 在表 6.4-3 中,先选定某 J 行, $J = J_0$ 。

(2) 计算 $J_1 = \sum_{k=1}^n P_0(J, k), k \neq l, m$ 。

(3) 若 $J_1 = J_0$, 则 $P_{(k)}^0 = P_0(J, k), k \neq l, m$; 若 $J < J_0$, 则 $J = J + 1, J_2 = J_1$ 转步骤 (2)。若 $J > J_0$, 则可进

行下面的两点线性插值以求得各机组的负荷 $P_{(k)}^0$, 即

$P_{(k)}^0 = P_0(J, k) - \frac{P_0(J, k) - P_0(J - 1, k)}{J_1 - J_2}, k \neq l, m$

这样,有了这个定理,就把一个烦琐的递推计算化为简单的查表计算,既简单又直观。

3.1.3.5 出力限制的处理——惩罚函数的应用

前面的递推方程中,决策变量必须在其可行域之内,即 $P_k \in R_k, R_k$ 包含最大技术出力和最小技术出力以及空蚀、振动区。由于水轮发电机组工作时,必须避开这些空蚀、振动区域。根据递推方程组中目标函数是总工作流量最小,因此,可以从流量上予以惩罚使机组避开空蚀、振动区。其方法是,令

$Q(k, i) = Q(k, i) + \Delta Q$

其中, ΔQ 为惩罚流量值,其大小可根据水轮机空蚀、振动区的具体条件决定。

有了惩罚项 ΔQ , 在以工作流量最小为目标时,自然不会取到这个 $Q(k, i)$ 所对应的决策 i 。

3.2 水电站最优开停机优化计划

水电站最优开停机优化计划的制定本质上是求解一个水电站运行时间最优问题。

3.2.1 负荷图

水电站的负荷图,是把各时段的负荷曲线连成的一条曲线,其时段长度可选择为 0.25h、0.5h、1h 或 2h 不等,并且时段长度可以相等,也可以不等。工程上一般选取的时段长为 1h。图 6.4-10 为某水电厂的日负荷示意图。

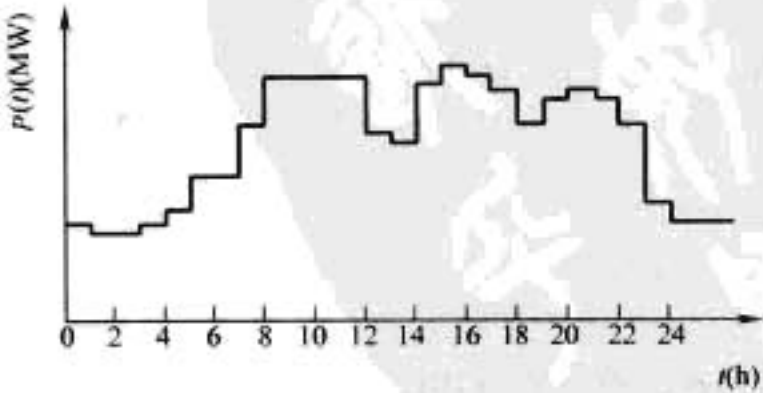


图 6.4-10 水电站日负荷示意图

水电站的负荷图一般由电力调度部门直接下达,它是根据电力系统能量平衡,水电站来水、防洪以及综合用水部门的要求等多方面的因素所决定的。一般情况下,一个水电站的负荷图是不会突变的,故可以用时间序列分析方

法来进行负荷预报,以便水电站制定一天的机组开、机停机计划。

3.2.2 动态规划递推模型

3.2.2.1 建模的基本思路

求解以电定水时间最优化准则的数学模型(见本章1.2.2)方程组,即是确定各时段的开机台数、台号组合并在所选的组合之间最优地分配各时段的负荷,以期使电站一天的总耗水量最小。

对于一个有 n 台机组的水电厂,所有可能的机组组合数有 2^n-1 个。为便于求解,可以按某种顺序将其编号。

用动态规划方法求解,我们按以下方法选取各个要素。

(1) 阶段变量,选为时段 t 。

(2) 状态变量,在正向递推中,以前一时段 $t-1$ 时的机组组合号 j 作为状态号。

(3) 决策变量,本时段的机组组合号 i 。

(4) 状态转移方程式为

$$f(t, j) = i^* \quad (6.4-5)$$

上式的含义是,当 $t-1$ 时段以第 j 号机组组合运行,而 t 时段的电厂负荷 $P(t)$,其最优机组组合号为 i^* ,并且负荷 $P(t)$ 应在第 i 号组合间优化分配。

(5) 代价函数。在 t 时段,用第 i^* 号机组组合发电运行所消耗的水量 $W_g(i)$,及由于自 j 号组合转到第 i^* 号组合而发生开机与停机所产生的转换损失 $W_{tr}(j, i)$ 之和。即

$$W_t(i) = W_g(i) + W_{tr}(j, i)$$

3.2.2.2 递推方程组

基于上述思路,不难得出动态规划的正向递推和逆向递推方程组。

(1) 正向递推方程组

$$\begin{cases} W_t^*(i) = \min_j [W_g(i) + W_{tr}(j, i) + W_{t-1}^*(j)] \\ f(t, i) = i^* \\ W_0^*(i) = 0 \quad \forall j \end{cases}$$

其中, $W_0^*(j)$ 为边界条件。

正向递推计算过程可用图6.4-11示意表示。

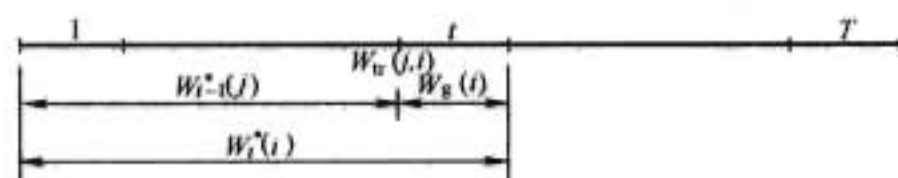


图 6.4-11 正向递推计算示意图

(2) 逆向递推方程组。正向递推计算方法在末时段的机组组合已知时比较方便,然而大多数情况下是电厂一直在运行,故初时时段的机组合是已知的,此时采用逆向递推计算较为方便。

逆向递推计算方程组为

$$\begin{cases} W_t^*(i) = \min_j [W_g(i) + W_{tr}(j, i) + W_{t+1}^*(j)] \\ f(t, i) = i^* \\ W_{T+1}^*(j) = 0 \quad \forall j \end{cases}$$

式中: $W_{T+1}^*(j)$ 为边界条件。

逆向递推计算过程可用图6.4-12示意表示。

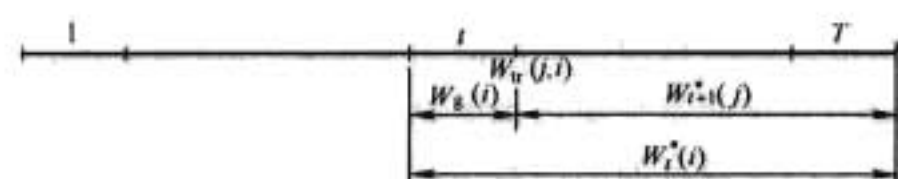


图 6.4-12 逆向递推计算示意图

3.2.2.3 发电耗水量 $W_g(i)$ 的计算

可以按下列步骤计算 t 时段按 i 号组合最优分配负荷时该时段由发电生产所耗用的水量 W_g 。

(1) 根据前面介绍的任意机组之间的最优负荷分配方法,利用表6.4-3,可以获得将 $P(t)$ 最优地放在第 i 号机组之间的优化分配方案。

(2) 由各机组所分配的负荷,查各机组的流量特性曲线表6.4-1,即得各机组的工作流量。

(3) 将各机组工作流量相加,得到电厂总工作流量。

(4) 总工作流量乘以时间长度,即得 $W_g(i)$ 。

3.2.2.4 开停机过程附加转换耗水量 $W_{tr}(j, i)$ 的计算

对于每一机组组合,各台机组都有不同的工况。设第 i 号组合为

$$S_i = [S_{i1} \quad S_{i2} \quad \dots \quad S_{in}]$$

其中

$$S_{ik} = \begin{cases} 1 & \text{第 } k \text{ 号机运行} \\ 0 & \text{第 } k \text{ 号机停运} \end{cases}$$

在正向递推中,状态转移向量为

$$S_{tr} = S_i - S_j = [S_{tr1} \quad S_{tr2} \quad \dots \quad S_{trn}]$$

式中

$$S_{trk} = \begin{cases} 1 & \text{第 } k \text{ 号机启动并网} \\ 0 & \text{第 } k \text{ 号机保持原状} \\ -1 & \text{第 } k \text{ 号机从运行状态停役} \end{cases}$$

于是在计算时段之间的转换耗水量时,对于各机组:当 $S_{trk}=1$ 时,计入开机耗水量;对于 $S_{trk}=-1$ 时,则计入停机耗水量。

3.2.2.5 双重决策问题

机组开停机计划动态规划递推模型,实质上是一个双重动态规划过程,即双重优化决策过程。第一重动态规划是在不同的时段选取相应的机组组合,第二重动态规划是在所选定的组合之间优化分配负荷 $P(t)$ 。

在双重动态规划的迭代计算中,无论从计算机内存还是从计算时间来说,都是不可接受的。如果用人工计算,那就根本不可能了。然而,在讨论任意机组之间的最优负荷分配时,通过对定理的证明可知,这个难题可以用查表的方法来解决。从这个意义上来说,我们可以把表6.4-3称作水电站经济运行总表。

4 最优负荷分配中的误差分析

国际上的已有的经济运行研究成果表明,水电站厂内经济运行的效益为0.5%~3.0%。我国一个年平均发电量为22亿kW·h的水电站1985年抽样校核表明,实现厂内经济运行可提高经济效益4.6%,即增发电1.03亿kW·h,这无论是从水电站角度还是从社会效益来看,都是十分可观的。

我们知道机组的动力特性曲线存在误差,最大误差甚至有可能达到2%左右,即使采用现代超声测流技术,也不可能将误差降为零,那么,水电站厂内经济运行的效益是否被特性曲线的误差所抵消了呢?对于这个问题的回答是否定的,这可以从定性和定量两个方面来简单加以解释。

从定性上来讲:首先,特性曲线的误差是随机的,误差呈正态分布,即误差的数学期望值为零,误差均方根是 λ 。其次,至于误差可达2%,而并非特性曲线上每一工况点处都有2%的误差。再则,负荷分配本身并不存在误差,因此优化分配的效益不会被特性曲线的误差所抵消,而大部分效益都可以通过优化技术而加以获取。

同时我们也必须承认,在实时运行中,负荷的调节与分配之间也存在误差,也就是说调节不到位。然而,调节误差也是一个随机量,同样服从正态分布,故它亦不会影响效益的全部。

下面就动力特性误差和调节误差对优化分配效益的影响进行理论上的定量分析。

4.1 动力特性误差对效益的影响

固定机组之间最优负荷分配的数学模型可改写成

$$\begin{cases} \min \sum_{k=1}^n f_k(x_k) \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n x_k = y_k \end{cases}$$

式中: x_k 表示第 k 号机的负荷; y_k 表示 k 台机的总负荷; $f_k(x_k)$ 表示 k 号机负荷为 x_k 时的工作流量。

当函数关系 $f_k(x_k)$, $\forall k$ 和 y_k 已知时,则可求得最优解 x_k^0 , $\forall k$ 。然而在大多数工程问题中,绝对准确的函数关系是不知道的,所得到的往往是含有误差的模型 $\bar{f}_k(x_k)$,因此实际中的最优分配由下式确定

$$\begin{cases} \min \sum_{k=1}^n \bar{f}_k(x_k) \\ \text{s. t. } \sum_{k=1}^n x_k = y_k \end{cases}$$

这时的最优解是 x_k^0 , $\forall k$ 。

与 x_k^0 , $\forall k$ 和 \bar{x}_k^0 , $\forall k$ 相对应的最小工作流量分别是 $\sum_{k=1}^n f_k(x_k^0)$ 和 $\sum_{k=1}^n \bar{f}_k(\bar{x}_k^0)$, 而 $\sum_{k=1}^n [f_k(x_k^0) - \bar{f}_k(\bar{x}_k^0)]$ 是由于函数 $\bar{f}_k(x_k)$ 存在误差而引起的工作流量的增加值,或称为效益损失值。

以上两式所对应的动态规划递推方程式分别为

$$\begin{cases} F_{k+1}(y_k) = \min [f_{k+1}(x_{k+1}) + F_k^*(y_k - x_{k+1})] \\ F_1 = f_1, k = 1, 2, \dots, n-1 \\ \bar{F}_k(y_k) = \min [\bar{f}_{k+1}(x_{k+1}) + \bar{F}_k(y_k - x_{k+1})] \\ \bar{F}_1 = \bar{f}_1, k = 1, 2, \dots, n-1 \end{cases}$$

用 $r_k(x_k)$, $r'_k(x_k)$ 和 $r''_k(x_k)$ 分别表示误差和误差的一阶导数、二阶导数,并且假设机组流量特性曲线可以足够准确地用一条抛物线来拟合,同时,误差是随机的,而且主要是影响抛物线的常数项和一次项,因而可以认为误差的二阶导数为零。于是有

$$\begin{cases} \text{对 } \forall k, \\ r_k(x_k) = \bar{f}_k(x_k) - f_k(x_k) \\ r'_k(x_k) = \bar{f}'_k(x_k) - f'_k(x_k) \\ r''_k(x_k) = \bar{f}''_k(x_k) - f''_k(x_k) = 0 \end{cases}$$

显然,误差 $r_k(x_k)$ 和其导数 $r'_k(x_k)$ 也是随机变量,而且是正态分布的,即期望值 $E[r_k(x_k)] = 0$, $E[r'_k(x_k)] = 0$, 其方差分别为 $V[r_k(x_k)]$, $V[r'_k(x_k)] = D_k$, $\forall k$ 。又因为引入了罚函数并对流量特性曲线进行了必要的修正,令

$$\bar{f}''_k(x_k) = f''_k(x_k) = B_k, \forall k$$

又设

$$\left. \begin{aligned} &\text{对 } \forall k, \\ &R_k = \bar{F}_k - F_k \\ &R'_k = \bar{F}'_k - F'_k \\ &R''_k = \bar{F}''_k - F''_k \end{aligned} \right\}$$

式中: R_k 表示由于流量特性曲线的误差所导致的总工作流量的误差。

【定理】在上述条件下,由于流量曲线的误差所造成的最优分配效益损失的数学期望值为

$$E[P] = \sum_{k=1}^{n-1} \frac{D_k + V_k}{2(B_{k+1} + C_k)}$$

其中

$$\left. \begin{aligned} V_{k+1} &= \left(\frac{C_k}{B_{k+1} + C_k} \right)^2 D_{k+1} + \left(\frac{B_{k+1}}{B_{k+1} + C_k} \right)^2 V_k \\ V_1 &= D_1 \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned} C_{k+1} &= \frac{B_{k+1} C_k}{B_{k+1} + C_k} \\ C_1 &= B_1 \end{aligned} \right\}$$

B_k , D_k , V_k 已知。

定理中的计算公式是递推的,计算较为简便。特别地,当 n 台机组的流量特性曲线都相同时,由于存在误差,使得它们之间存在差别,则与最优分配值有以下关系

$$\bar{x}_1^0 = \bar{x}_2^0 = \dots = \bar{x}_n^0$$

相应地有

$$\begin{aligned} B_1 &= B_2 = \dots = B_n \\ D_1 &= D_2 = \dots = D_n \end{aligned}$$

于是定理公式可以化简为

$$E[P] = \frac{(n-1)D}{2B}$$

4.2 机组调节执行误差对效益的影响

当最优分配值 \bar{x}_{k+1}^0 确定之后,相应的总工作流量被确定为 $f_{k+1}(\bar{x}_{k+1}^0) + F_k(y_k - \bar{x}_{k+1}^0)$ 。然而在机组执行调节过程中的结果是 $\bar{x}_{k+1}^0 + \Delta$, Δ 为执行误差, $|\Delta| \leq \Delta_b$, Δ_b 是误差界, Δ_b 的大小随机组调节精度和检测精度而定。首先取决于测量的精度,当调节中存在执行误差 Δ 时,其流量为

$$f_{k+1}(\bar{x}_{k+1}^0 + \Delta) + F_k(y_k - \bar{x}_{k+1}^0 - \Delta)$$

若以 P_{ek+1} 表示由于存在执行误差而造成的效益损失,则有

$$P_{ek+1} = f_{k+1}(\bar{x}_{k+1}^0 + \Delta) + F_k(y_k - \bar{x}_{k+1}^0 - \Delta) - f_{k+1}(\bar{x}_{k+1}^0) - F_k(y_k - \bar{x}_{k+1}^0)$$

实际工程中,执行误差是客观存在的。执行误差有时也人为设置,这是为了避免机组不必要的频繁调节。

利用泰勒级数展开上式,取前两项,有

$$P_{ek+1} = f'_{k+1}(\bar{x}_{k+1}^0) \Delta - F'_k(y_k - \bar{x}_{k+1}^0) \Delta + \frac{1}{2} (B_{k+1} + C_k) \Delta^2$$

其数学期望值为

$$E[P_{ek+1}] = \frac{1}{2} (B_{k+1} + C_k) \lambda_{\Delta}^2$$

总的效益损失为

$$E[P_e] = \sum_{k=1}^{n-1} E[P_{ek+1}] = \frac{\lambda_{\Delta}^2}{2} \sum_{k=1}^{n-1} (B_{k+1} + C_k)$$

式中: λ_{Δ} 为误差的均方差。

其中

$$\left. \begin{aligned} C_1 &= B_1 \\ C_{k+1} &= \frac{B_{k+1} C_k}{B_{k+1} + C_k} \end{aligned} \right\}$$

特殊情况下, n 台机组的特性曲线相同 (但因存在误差亦不会完全相同), 则上式可以简化为

$$E[P_e] = \frac{1}{2} B \lambda_{\Delta}^2 \left(n + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \cdots + \frac{1}{n-1} \right)$$

其中, $B=B_1=B_2=\cdots=B_n$ 。

作为一个实例检验, 某水电站有六台机组, 各机组的型号规格都相同, 流量特性曲线亦相同。为下面计算方便, 将 D 表示为

$$D = (f'\lambda)^2$$

其中, λ 为流量的相对均方差。

设误差为 α , $|\alpha| = 5\%$, 则在 99.7% 的包络意义下, 当

$$P_{\text{rob}}\{|\alpha| \leq 3\lambda\} = 99.7\%$$

时, 可得到

$$\lambda = \frac{|\alpha|}{3} = 0.017$$

则

$$E[P_e] = 0.000\ 289(n-1)(f')^2/B$$

其中, $n=6$ 。

计算 $E[P_e]$ 时, 利用其简化式, 由 Δ 计算 λ_{Δ} 时, 假定 Δ 在误差界以内, 即 $|\Delta| \leq \Delta_c$ 且呈三角形分布, 可得

$$\lambda_{\Delta}^2 = \Delta_c^2/24$$

计算结果表明, 即使存在 5% 的误差及 3.3% 的执行误差, 其效益绝大部分 (90% 以上) 也是可以得到的。

当然, 我们应尽可能地提高机组动力特性的准确度, 尽可能提高机组调节的灵敏度, 减少特性曲线误差和执行误差, 以便获取更大的经济效益。

5 水电站厂内经济运行工程实践

本节介绍应用动态规划法和进化算法求解水电站厂内经济运行问题的几个实例。

5.1 逐次逼近动态规划法求解水电站厂内机组组合问题实例

这里介绍一种逐次逼近动态规划法, 用于求解水电站厂内机组组合问题。其主要思想是构造一个双重动态规划来求解水电站厂内机组组合问题的求解: 第一重动态规划建立每个时段所有机组组合在满足流量约束下的最大出力表; 第二重动态规划则是在运行周期内满足各种运行条件情况下, 通过合理地确定每个时段的机组组合以达到发电量最大的目标。

5.1.1 问题描述

现采用以水定电的优化准则, 即已知梯级发电调度已经确定的各水电厂耗水过程, 满足各种机组的运行约束, 确定电站内各个机组的分配流量过程, 以达到发电量最大的目标。据此, 建立如下数学模型:

目标函数

$$\max_{q_j} f = \sum_{t=1}^m \left[\sum_{j=1}^n P_{jt}(q_{jt}) \cdot T_t \right]$$

时段流量平衡方程

$$\sum_{j=1}^n (q_{jt} + w_{jt}) + spl_t = Q_t$$

机组运行区域约束

$$\begin{aligned} q_j^{\min} \rho(z_{jt} - 1) + q_j^0 \rho(z_{jt} - 2) &\leq q_{jt} \\ &\leq q_j^1 \rho(z_{jt} - 1) + q_j^{\max} \rho(z_{jt} - 2) \end{aligned}$$

其中 $\rho(z)$ 是一个脉冲函数, 表达为

$$\rho(z) = \begin{cases} 1 & \text{当 } z = 1 \text{ 时} \\ 0 & \text{否则} \end{cases}$$

最小开停机时间限制

$$\mu_{jt} = \begin{cases} 1 & \text{当 } 0 \leq x_{jt} \leq x_j^0 \text{ 时} \\ -1 & \text{当 } -x_j^d \leq x_{jt} \leq 0 \text{ 时} \end{cases}$$

开停机次数限制

$$\sum_{k=0}^{T-1} y_{jk} \leq y_j^{\max}$$

式中: p_{jt} 表示 j 机组 t 时段的出力; q_{jt} 表示 j 机组 t 时段的发电流量; T_t 表示 t 时段的时段长; w_{jt} 表示 j 机组从 $t-1$ 时段到 t 时段转换时开停机消耗水量; spl_t 表示 t 时段水库弃水量; Q_t 表示 t 时段水库出库流量; q_j^{\max} , q_j^{\min} 分别表示 j 机组最大发电流量和最小技术出力对应的流量; q_j^0 , q_j^1 分别表示 j 机组空蚀区上限和下限流量; μ_{jt} 表示 j 机组 t 时段开停机变量, 在线时为 1, 离线时为 -1; x_{jt} 表示 j 机组 t 时段初开停机连续时间; x_j^0 , x_j^d 分别表示 j 机组最小开机和最小停机连续时间; y_{jt} 表示 j 机组 t 时段开停机决策, 开机取 1, 否则取 0; y_j^{\max} 表示 j 机组最多开机次数; z_{jt} 表示 j 机组 t 时段区域离散变量: 零出力取 0, 低出力区取 1, 高出力区取 2。

5.1.2 模型求解

从模型上可以看出这是一个典型的离散非线性规划问题, 现采用双重动态规划法求解, 即分为空间最优化和时间—空间最优化问题求解。

5.1.2.1 空间最优化

空间最优化的目的是求出每个时段所有机组组合在当前时段电厂流量给定的前提下的最大发电量。这里给出一种由最优流量分配表求解任意机组组合流量分配的方法, 这样可以大大减少对每一种机组组合都要用动态规划进行求解的计算量。具体步骤如下:

在求出所有机组均参加优化的最优流量分配表的前提下, 不失一般性, 设 l 、 m 号机组停机, 若发电厂的总流量为 Q^a , 现在的问题是如何把 Q^a 在不包含第 l 、 m 号机的机组之间进行分配, 使发电量最大:

(1) 在最优流量分配表中, 先选定就 j 行, $j=1$ 。

(2) 计算 $Q_j = \sum_{k=1}^n Q_{jk}^{\text{tab}} (k \neq l, m)$ 。

(3) 若 $Q_j = Q^a$, 则令 $Q_k^a = Q_{jk}^{\text{tab}} (k \neq l, m)$ 。

(4) 若 $Q_j < Q^a$, 则令 $j = j+1$, $Q^{\text{tmp}} = Q_j$, 转步骤(2)。

(5) 若 $Q_j > Q^a$, 则可进行下式的两点线性差值以求得每个机组的流量 Q_k^a :

$$Q_k^a = Q_{jk}^{\text{tab}} - \frac{Q_{jk}^{\text{tab}} - Q_{j-1,k}^{\text{tab}}}{Q_j - Q^{\text{tmp}}} (Q^a - Q^{\text{tmp}}) (k \neq l, m)$$

若 $Q_k^a \neq Q_{hk}^0 (h=1, 2, \dots, J_k; k \neq l, m)$ 成立, 则表明参加线性差值的两个决策流量分别位于机组流量特性曲线的不同运行区域, 必须转化为总流量为 Q^a , 固定机组 ($k=1, 2, \dots, n, k \neq l, m$) 的最优流量分配问题, 用动态规划直接求出 $Q_k^a, k \neq l, m$ 进行求解, 具体递推方程如下

$$P_k^*(\bar{Q}_k) = \max [P_k(Q_k^*) + P_{k-1}^*(\bar{Q}_{k-1})]$$

$$P_0^*(0) = 0, \sum_{k=1, k \neq l, m}^n Q_k = Q^a$$

式中: l, m 表示停开的机组号; n 表示机组的总数; J_k 表示第

k 号机组的离散流量个数; h 表示机组离散流量的顺序号; Q_{kh}^0 表示第 k 号机组第 h 个离散流量; $Q_{jh}^{\text{表}}$ 表示表中第 j 行第 k 号机组的流量; Q_j 表示表中除了停开机组后所有机组的总流量; Q_k 表示计算后, 分配给第 k 号机组的流量; $P_k^*(\bar{Q}_k)$ 表示全厂的总流量为 \bar{Q}_k 时, 在第 $1 \sim k$ 台机组之间优化分配后的最大的出力; Q_k^* 表示第 k 号机组分配的流量; \bar{Q}_k 表示第 1 号机组到第 k 号机组分配的总流量; $P_k(Q_k)$ 表示 k 号机组流量为 Q_k 时的出力。

5.1.2.2 时间—空间最优化

时间—空间最优化的目的是在满足最小开停机时间和开机次数约束条件的前提下, 在空间最优化得到的每个时段所有机组组合流量分配表中, 确定每个时段的机组组合, 以使整日的发电量最大。

为了有效地降低用动态规划法求解机组组合问题地维数灾, 可用逐次逼近动态规划法解决此问题。不失一般性, 以四台编号为 1, 2, 3, 4 的机组为例, 逐次逼近动态规划法的总体求解思路是, 时段为阶段变量, 以机组的开停为决策变量, 以日发电量最大为目标。不失一般性, 以四台编号为 1, 2, 3, 4 的机组为例, 逐次逼近动态规划法的思路是:

- (1) 确定初始解, 本文取各个时段的决策为全部停机。
- (2) 2, 3, 4 号机组固定, 用动态规划法对 1 号机组进行优化, 得到 1 号机组的最优开停机计划。
- (3) 1, 3, 4 号机组固定, 用动态规划法对 2 号机组进行优化, 得到 2 号机组的最优开停机计划。
- (4) 以此类推, 单独对 3, 4 号机组进行优化。
- (5) 返回步骤 (2), 直到开停机计划不再发生改变, 程序结束。

用动态规划法进行求解时, 顺向递推方程如下

$$P_t^*(M_t, N_t, k) = \max [P_t(\mu_t, k) + P_{t-1}^*(M_{t-1}, N_{t-1}, k)]$$
$$M_t = \begin{cases} -1 & (M_{t-1} \cdot \mu_{t-1} < 0, \mu_{t-1} = -1) \\ M_{t-1} + \mu_{t-1} & (M_{t-1} \cdot \mu_{t-1} > 0) \\ 1 & (M_{t-1} \cdot \mu_{t-1} < 0, \mu_{t-1} = 1) \end{cases}$$
$$N_t = \begin{cases} N_{t-1} + 1 & \text{当 } N_{t-1} < 0 \text{ 且 } \mu_t = 1 \\ N_{t-1} & \text{其他} \end{cases}$$
$$P_0^*(M_0, N_0, k) = 0$$

式中: N_t 表示 t 时段机组的开机次数; M_t 表示 t 时段机组的开或停机持续时间; μ_t 表示 t 时段机组的决策, 开机时为 1, 停机时为 -1; $P_t^*(M_t, N_t, k)$ 表示 $1 \sim t$ 时段 k 号机组, 当开或停机时间为 M_t , 开机次数为 N_t 时的最大发电量; $P_t(\mu_t, k)$ 表示 t 时段 k 号机组在 μ_t 决策下的发电量; $P_0^*(M_0, N_0, k)$ 表示边界条件, 即在起始阶段以前发电量为 0。

5.1.3 算例

以大东江水电站为例进行仿真计算。大东江水电站装机容量为 500MW, 共有四台机组, 每台机组的装机容量为 125MW, 其中第 1, 2, 4 号机组的流量特性, 机组型号完全相同。机组的最小开停机时间限制为 3h, 机组的时段间隔为 1h。开始阶段各个机组的状态为: 连续开机 3h, 开机次数为 2, 仿真计算结果如表 6.4-7 所示。

表 6.4-7 逐次逼近动态规划法优化计算结果

时段	总流量 (m ³ /s)	各个机组分配流量 (m ³ /s)				出力 (MW)
		1 号	2 号	3 号	4 号	
1	99.18	14.88	0	84.3	0	88.53
2	145.85	39.78	0	106.07	0	139

续表

时段	总流量 (m ³ /s)	各个机组分配流量 (m ³ /s)				出力 (MW)
		1 号	2 号	3 号	4 号	
3	192.52	92.41	0	100.11	0	189.96
4	239.19	118.34	0	120.86	0	237.19
5	285.87	93.56	93.56	98.75	0	276.02
6	239.19	120.86	118.34	0	0	227.63
7	285.87	96.16	96.16	0	93.56	268.37
8	332.54	112.55	109.99	0	109.99	315.31
9	379.21	94.15	94.15	104.61	86.3	361.28
10	425.88	105.83	103.24	113.57	103.24	409.51
11	472.56	117.5	117.5	120.05	117.5	453.26
12	473.52	117.74	117.74	120.3	117.74	454.02
13	426.84	106.06	103.48	113.83	103.48	410.4
14	380.17	131.09	120.61	128.47	0	365.17
15	333.5	107.75	107.75	118.01	0	325.14
16	380.17	131.09	120.61	128.47	0	365.16
17	426.84	106.06	103.48	113.83	103.48	410.36
18	380.17	131.09	0	128.47	120.61	365.13
19	333.5	107.75	0	118.01	107.75	325.11
20	286.83	93.87	0	99.09	93.87	276.99
21	240.16	118.81	0	121.34	0	237.96
22	193.48	92.87	0	100.61	0	190.99
23	146.81	39.15	0	107.66	0	139.98
24	100.14	0	0	100.14	0	104.18

从表 6.4-7 结果可知, 计算结果满足各种约束条件, 总的发电量 6936.7kW·h, 而采用直接用动态规划法求解时也可得到相同的结果, 但耗时为 30min, 而用逐次动态规划法求解计算时间仅为 3s, 能满足日常调度的要求。

5.2 水电站厂内经济运行负荷分配实例

某大型水电站有 6 台单机容量 55 万 kW 的机组, 当水头为 180m 时, 对应于该水头的各机组耗水流量曲线如表 6.4-8 所示, 现要求计算在该水头下水电站输出功率为 310 万~330 万 kW 的优化机组台数及其负荷分配。

表 6.4-8 水头 180m 时各机组出力与流量关系表 m³/s

机组出力 (万 kW)	0	10	20	30	40	50	55
1 号机组耗流量	0	70	142	211	283	346	401
2 号机组耗流量	0	72	138	207	276	336	397
3 号机组耗流量	0	81	152	212	280	345	412
4 号机组耗流量	0	71	141	197	264	332	400
5 号机组耗流量	0	69	139	203	272	329	376
6 号机组耗流量	0	74	144	216	287	356	410

分别采用遗传算法 (GA)、进化规划 (EP) 和免疫规划 (IA) 对电站某段时间的负荷任务进行分配, 进而获得各台机组分配的流量。某大型水电站负荷分配完成负荷任务三种计算方法分配总流量计算结果见表 6.4-9; 出力分配结果表见表 6.4-10; 流量分配结果表见表 6.4-11; 流量分配对比情况如图 6.4-13 所示。

表 6.4-9 三种计算方法分配总流量结果

负荷 (万 kW)	310	311	315	320	324	325	326	327	328	329	330
GA 总流量 (m ³ /s)	2198	2180	2229	2281	2323	2339	2346	2364	2373	2387	2396
EP 总流量 (m ³ /s)	2156	2177	2222	2269	2334	2337	2350	2354	2368	2382	2391
IA 总流量 (m ³ /s)	2156	2170	2212	2266	2319	2328	2342	2357	2369	2382	2396

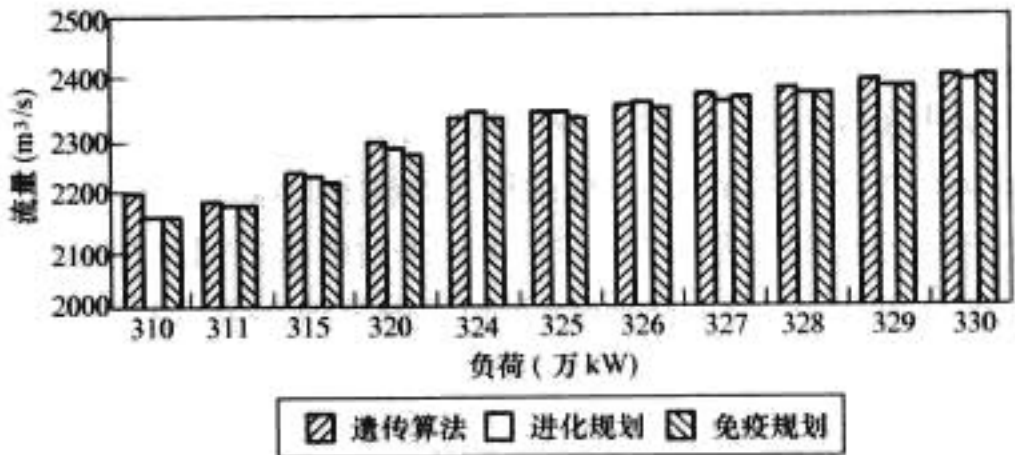


图 6.4-13 水电站负荷分配流量分配结果对比

表 6.4-10 某水电站负荷分配出力计算结果表 万 kW

负荷	遗传算法出力分配计算结果						进化规划出力分配计算结果						免疫规划出力分配计算结果					
	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6
310	53	55	41	51	55	55	53	51	52	49	53	52	53	50	52	50	51	54
311	55	48	48	50	55	55	50	50	54	53	55	50	53	51	53	50	52	52
315	55	48	54	48	55	55	53	54	54	50	51	54	53	55	51	50	53	53
320	52	55	49	55	55	55	54	51	54	51	55	55	55	53	51	52	55	54
324	55	55	51	55	55	53	55	54	55	55	53	53	55	55	52	53	54	55
325	55	55	53	54	53	55	54	55	54	54	54	55	55	55	53	52	55	55
326	55	55	55	52	55	55	55	54	55	55	54	54	55	55	54	52	55	55
327	55	53	55	55	54	55	55	54	54	54	54	55	55	54	55	53	55	55
328	55	55	55	53	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	53	55	55
329	55	55	55	55	55	54	55	55	55	55	55	55	55	55	55	54	55	55
330	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55

表 6.4-11 某水电站负荷分配流量计算结果表 m³/s

负荷	遗传算法流量分配计算结果						进化规划流量分配计算结果						免疫规划流量分配计算结果					
	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6
310	382	397	288	350	376	405	375	344	376	328	353	381	379	336	372	332	338	399
311	401	325	330	338	376	410	350	334	394	369	376	353	379	348	385	332	348	378
315	401	325	400	319	374	410	374	389	396	332	334	397	379	397	358	332	357	338
320	363	397	338	397	376	410	392	353	397	344	373	410	401	373	358	359	376	399
324	396	397	363	400	376	391	401	381	406	400	358	388	401	397	372	373	367	410
325	401	397	389	382	360	410	390	391	403	381	362	410	401	397	385	359	376	410
326	401	394	412	353	376	410	401	389	412	379	368	400	401	397	399	359	376	410
327	401	376	409	400	368	410	401	387	394	391	371	410	401	385	412	373	376	410
328	401	397	412	377	376	410	397	397	410	387	372	405	401	397	412	373	376	410
329	401	397	412	400	376	401	397	393	410	396	376	410	401	397	412	386	376	410
330	401	397	412	400	376	410	401	397	412	395	376	410	401	397	412	400	376	410

由表 6.4-9、表 6.4-10 和表 6.4-11 可见，完成同样的负荷任务，三种进化算法计算所需流量结果较为接近，说明都接近最优解。为对比不同进化算法的负荷分配结果，以遗传算法负荷分配结果为参照，各算法负荷分配结果与遗传算法负荷分配结果的对比情况见表 6.4-12 和图 6.4-14，即，以遗传算法的计算结果为基准，统计其他两种方法计算结果的偏差程度。

表 6.4-12 各种算法负荷分配流量计算结果比较

负 荷 (万 kW)	310	311	315	320	324	325	326	327	328	329	330	均值	方差
GA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0
EP	98.1	99.9	99.7	99.5	100.5	99.9	100.2	99.6	99.8	99.8	99.8	99.7	0.08
IA	98.1	99.5	99.2	99.3	99.8	99.5	99.8	99.7	99.8	99.8	100.0	99.5	0.06

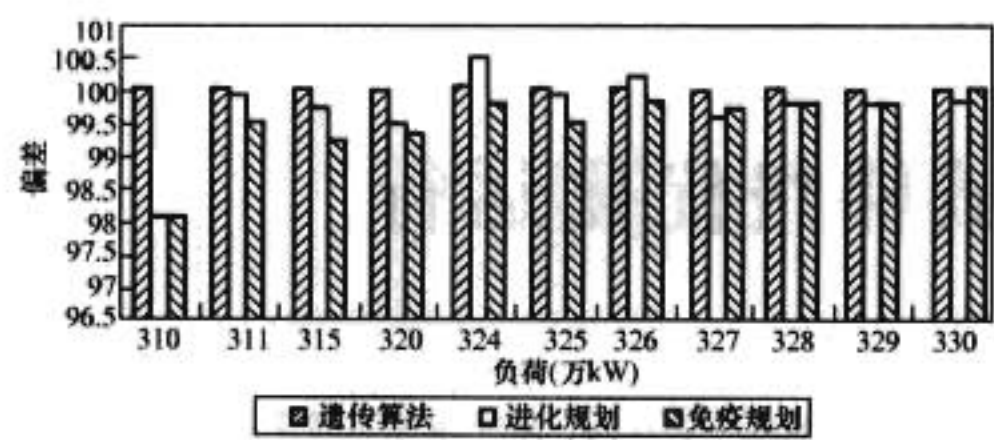


图 6.4-14 各算法负荷分配结果与遗传算法负荷分配结果对比图

由表 6.4-12 和图 6.4-14 可以看出，在完成相同的负荷任务时，遗传算法计算耗水最多，免疫规划耗水最少，同时由方差结果可见免疫规划的整体寻优能力较强。

因没有采用机组耗流量的在线训练计算模型，整个负荷分配计算速度都在 0.1s 内，满足厂内经济运行的实时性要求。通过对计算结果的分析可知，进化规划和免疫规划计算所需的流量均小于遗传算法计算所需的流量，免疫规划的计算结果又略优于进化规划。说明进化算法在进行大型水电站负荷分配时，免疫规划效果最优，进化规划效果较好。



第5章 水库及流域梯级优化运行

1 水文循环描述与产汇流计算

1.1 水分循环及水量平衡

1.1.1 水分循环

受太阳的辐射,地球上的水蒸发成为水蒸气,被移动的气流团输送、上升,在适宜的条件下遇冷凝结形成雨云,受地球引力作用下降落至地面。部分雨水经地面渗入地下,形成地下径流,其余部分经地面汇入河槽,形成地面径流,再从河道或地下流入海洋。在整个运动过程中,不断产生蒸发、降水、地面径流、地下径流过程,这种循环往复的水体运动称为水循环。水循环的内因是水的物理特性,外因是太阳的辐射和地心引力。水循环所经路线的特性,对水循环也有一定的影响。

水分循环一般包括三个阶段,即降水、径流、蒸发,蒸发是降水的根本来源,降水则是径流的源泉。水循环又可分为两大部分,即大气部分——水汽阶段和降水阶段;地面部分——径流阶段与蒸发阶段。每一部分中都包含三个方面,即水分的输送、暂时储存与状态变换。

根据水分循环的过程,自然界水分循环可分为大循环和小循环。从海洋上升的水汽,被气流带至大陆上空,在一定条件下冷却凝结、成云致雨,降落到地面,除了一部分又重新蒸发外,其余部分或汇入河川、注入海洋,或渗入土坡后又以地下水形式注入海洋。这种海陆间的水分交换称为大循环。从海洋上蒸发的水汽,上升遇冷凝结后又降落在海洋上,或陆地上蒸发的水汽上升遇冷凝结后又降落到陆地上,这种局部的循环称为小循环。大循环是包含有许多小循环的复杂过程。

径流分为地面径流、地下径流两种形式。降落到地面上的雨水,一部分渗入土壤,经入渗、渗透运动形成地下径流;另一部分经坡面漫流汇入河槽,形成河槽集流即地面径流。地面径流是水体在地面上的流动现象,包括坡面漫流和河槽集流两个过程;地下径流是水体在地下含水层内的流动现象。

在水分循环中,天空、地面、地下之间通过降水、蒸发和入渗进行水分交换。海洋与陆地间也进行水分交换,海洋向陆地输送水汽而陆地则向海洋注入径流。但是,海洋向陆地输送水汽并不是单方面的,而是水汽交换的结果。因为从海洋上蒸发出来的水汽借气流带向大陆,而大陆上蒸发出来的水汽也随气流带向海洋,只是前者比后者大,因此,总的来说,水分是由海洋向大陆输送的。

影响水分循环的因素主要有气候、下垫面和人类活动。气压、气温、风向、风力等统称气候因素,它受大气环流及气团等大气运动的控制和支配。大气环流的形成可来自高低纬度地区太阳辐射热量差,也可由于海陆吸热的不同。夏季大陆强烈高热可造成热低压,使气流由海洋向大陆运动;冬季则相反,气流则由大陆向海洋运动,并形成一年中风向随季节变换的“季风”。此外,由于受地球自转的影响,还可形成几个气压带和风带。

在一个地区,如地面、地下水储量较丰富,蒸发水汽含量较大,且若风向也常向内陆吹动,则内陆水分循环活跃,水分能深入内地,因而在远离海洋的地方,也可以产生较多的降水量。

我国水汽主要来源于东南海洋,并向西北方向移动,首先在东南沿海地区形成较多降水,越向西北,水汽量越少。来自西南方向的水汽输入,也是我国水汽的重要来源,它是印度洋上的大量水汽随着西南季风进入我国西南部而造成的。由于高山峻岭相隔,水汽较难深入内陆腹地,但有时也可到达河套以北地区。在春夏季节,东北季风也可把鄂霍次克海和日本海的湿空气输向我向东北地区,降水后再由黑龙江注入鄂霍次克海。我国新疆地区主要是内陆水分循环系统。但大西洋上的少量水汽也会随西来的气流和天气系统到达此地上空,参与内陆的水分循环。

所谓气团,即数百公里范围内温度、湿度等物理性质在水平方向比较均匀的大团空气。气团有冷、暖气团之分。物理性质不同的两气团之间的过渡区,称为“锋”,锋面上的急流及波动可产生大型空气旋涡,称为气旋,它常导致降水过程。我国地处西伯利亚冷气团与太平洋暖气团的进退交锋地区,一年中的降水量、水汽运动及其变化主要取决于太平洋暖气团的进退早晚、西伯利亚冷气团的变化强弱以及太平洋西部的台风情况。

水分循环所处的自然地理条件,称为下垫面因素。如地形、地貌、土壤、地质构造、植被情况、河系组成以及湖泊沼泽分布情况等,对水循环都有不可忽视的影响。

水分循环过程还受到人类改造自然的影响。如封山育林、水土保持等农林改造措施,可改变地形、土层结构和森林植被因素,由此可改变入渗、径流、蒸发而影响水分循环;兴修水利,修建水库、渠道工程,都可直接影响或干扰水分循环。

1.1.2 水量平衡

水量平衡原理是水文分析的基本原理。研究水分循环和水量平衡是水文学的主要任务之一,水量平衡法也是分析研究水文现象的一种重要方法。对各水文要素建立定性或定量关系、了解其时空变化规律、校核水文计算成果等,常要用到水量平衡法。通过水量平衡的研究,还可以深入系统地了解水资源的情况,以便合理利用。

从海洋蒸发输向陆地的水分,经过降水以径流的形式又回到海洋。根据物质不灭定律可知:对于任意区域,在任意时段内,来水量等于出水量与区域内蓄水增量之和,即水循环过程中收支平衡,这就是水量平衡原理。根据此原理可以列出水量平衡方程

$$X = Y + Z + \Delta W + \Delta q$$

式中: X 为区域平均降水量; Y 为区域平均径流量; Z 为区域平均蒸发量; ΔW 为区域蓄水增量; Δq 为区域经地面或地下流出或流入的径流增量。当 $\Delta q = 0$ 时,称为封闭区域,则上式可写为

$$X = Y + Z + \Delta W$$

若所取的时段为一年,则上式称为年水量平衡方程。对于多

年平均情况,有

$$X_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$Y_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i$$

$$Z_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Z_i$$

$$\Delta W_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta W_i$$

自然界的水分循环情势,从长期来看,大体上是稳定的。即对多年平均,有 $\Delta W_0 = 0$, 则

$$\begin{cases} X_0 = Y_0 + Z_0 \\ \alpha_0 + \beta_0 = 1 \end{cases}$$

式中: $\alpha_0 = \frac{Y_0}{X_0}$ 为多年平均径流系数; $\beta_0 = \frac{Z_0}{X_0}$ 为多年平均蒸发系数。

径流系数与蒸发系数都是估算降水损失的折减系数。水分充沛地区,地面坡度大、森林破坏严重、植被覆盖不良山区以及岩石地区,坡面集流快,径流系数大;干旱地区径流系数小。

1.2 产汇流计算

流域上降雨以后,一部分水体滞留下来,另一部分水体沿不同途径汇入河道,并流出流域出口断面,这是一个复杂的水文过程,目前还难于按照动力学的方法来对这一过程进行全面深入的分析。但是,水文工作者在实际工作中逐步建立起一套实用的水文分析方法。这些方法,以水文现象的物理背景为引导,经过合理简化,针对主要因素,建立一些构想性模型,并通过实测资料来确定此类模型的参数,从而得到了一些具有一定精度的、能够进行定量计算的半理论半经验的关系式。这样既解决了一些实用的问题,也推动了工程水文学沿着成因分析的途径逐步向前发展。

1.2.1 流域平均降雨量

雨量站观测到的降雨量,一般只能代表该站附近较小范围内的降雨情况。分析流域上降雨径流关系时,需要考虑全流域的降雨情况。流域平均降雨量就是常用来反映全流域降雨情况的一个综合指标。常用的流域平均降雨量计算方法有以下几种:

(1) 算术平均法。将流域内各雨量站同期降水量相加,再除以站数即得:

$$\bar{P} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n p_i$$

式中: \bar{P} 为流域平均降水量, mm; p_i 为各雨量站同期降雨量, mm; n 为雨量站数量。

此法适用于流域内地形起伏不大,雨量站分布均匀具较稠密的地区,具体计算时,不要求给出各雨量站的地理位置。

(2) 泰森多边形法 (Thiessen 法)。泰森多边形法又称中垂线法。此法是将相邻雨量站用直线连接而成若干个三角形,然后对每个三角形各边作垂直平分线,连接这些中垂线的交点,得若干个多边形,每个多边形内各有一个雨量站,即以此多边形的面积作为该雨量站所控制的面积,流域平均降雨量按下式计算

$$\bar{P} = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n a_i p_i$$

式中: \bar{P} 为流域平均降水量, mm; p_i 为各雨量站同期降雨量, mm; A 为流域面积, km^2 ; a_i 为流域内各雨量站控制面积, km^2 ; n 为多边形数,即雨量站数。

此法适于雨量站点分布不均的流域。此法假定雨量站代表的面积在不同降水过程中视为固定不变,因此与实际降水空间分布不完全符合。该法不需要知道各雨量站的具体地理位置,只要给定雨量站的控制面积。虽然计算雨量站控制面积时,要用到雨量站的具体位置,其计算很麻烦,但只需计算一次,每次降雨后不必重新计算。

(3) 等降雨量线法。此法首先将同一时段各雨量站点的降水量标注在流域图上,再绘制等雨量线。求流域内各相邻等降雨量线间的面积 a_i , 并计算相邻两等雨量线的平均降水深度,然后按下式计算流域平均降水量

$$\bar{P} = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n a_i p_i$$

式中: \bar{P} 为流域平均降水量, mm; a_i 为各相邻等雨量线间的面积, km^2 ; p_i 为各相邻等降水量线之间的平均降雨量, mm; n 为等降雨量线间的面积块数; A 为流域总面积, km^2 。

此法需有足够数量的雨量站才能绘出反映实际降雨空间分布的等雨量线,但需要用到每个雨量站的具体地理位置。计算较复杂。此法所求流域平均降水量精度较高。适于地形变化显著的大流域。

1.2.2 降雨径流分析

径流是指降落到流域表面上的雨水,由地面与地下向流域出口断面汇集,其中来自地面上的部分称为地面径流,来自地下的部分称为地下径流。根据降水量的观测资料,结合流域的自然地理条件,可以推算地面径流和地下径流。

水在土壤中存在的形式有气态水、附着水、薄膜水、毛细水、重力水。其中参与渗透运动的主要为重力水。土壤中含水量的大小取决于土壤的渗透特性,如土壤的透水性、孔隙大小、多少、形状、分布等。土壤中的水分随着温度升高而不断产生蒸发,形成水汽逸入大气。

由于分子力、毛细管力作用,土壤能够吸附的最大水量称为田间持水量。地面以下、地下水水面以上的土壤含水量经常发生变化,含水量一般小于田间持水量,这一带称为包气带。当下渗水量超过田间持水量,在重力、毛细管力作用下继续向下运动,流入地下水水面,以补给地下水,这种现象称为渗透。土壤的渗透率一般较为稳定,即使是包气带很厚的地区,下渗水量达到一定深度后,也能形成稳定的下渗率。

土壤的最大含水量是指流域面积内截留、填洼以及渗入包气带而不能成为径流的水量,以 I_m 表示。在流域十分干旱的情况下,测量久旱不雨后的一次较大降雨量过程的全流域产流的径流量与降雨量,用流域平均降雨量减去其所产生的径流量和蒸发量。即为流域的最大含水量,计算公式为:

$$I_m = X - Y - E$$

从降雨到水流经流域出口断面的整个径流形成过程是很复杂的,可把它概化为产流和汇流两个阶段。对于一次降雨过程,降雨量中只有一部分形成径流,称为净雨量或产流量,不形成径流的部分,即降雨量与净雨量之差为损失量。全部损失包括蒸发、植物截留、填洼和补充土壤缺水量。

降落到地面上的雨水,首先满足植物截留、填洼、蒸发、下渗水量,这部分水量将不产生径流,只满足流域的蓄渗,称为降雨损失。在各种降雨损失中,植物截留对一次降雨影响不大,即使在草类茂密、灌木丛生的地区,一次较大降雨,植物截留损失也很难超过 10mm。降雨期间,由于空气湿度较大,蒸发损失也很小,可以忽略不计。填洼损失根

据流域的地形不同而发生变化,当流域内天然或人工蓄水工程较多,则填洼量将大大增加,如梯田、塘堰、小水库等,而在一般地形下,填洼损失约3~5mm,因而一次降雨损失主要为下渗损失。扣除降雨损失后的降雨量即为净雨量。

目前我国产流方式主要分为蓄满产流与超渗产流两大类。蓄满产流指一次降雨在土壤含水量未满足之前不产生径流,在土壤含水量满足以后,降雨全部形成径流,因此蓄满产流主要决定于降雨量与前期土壤含水量,而不取决于降雨强度。在我国西北干旱地区,雨量稀少,地下水面很深,包气带可达几十米甚至上百米,下渗水量全部蓄于包气带而后耗于蒸发,这种地区,不会产生地下径流。只有当降雨强度超过下渗率时,才会产生地面径流,这种产流方式称为超渗产流。

1.2.3 汇流计算

随着降雨历时增加,下渗率减小,当降雨强度超过下渗率后,流域内开始产生净雨。净雨经坡面汇入河网,形成河槽集流,直至全部净雨最终流达出口断面,整个过程称为流域汇流。

由于同一时刻降在流域各处的雨水离开水库入口断面有远近之分,流速也不一定相同,故不可能在另一个同一时刻汇集到水库入口处,即流域调蓄作用使降雨到径流有一个过程,可能分布在不同的几个时段上。整个汇流过程需要的时间称为汇流时间。净雨停止时,流域内最远点产生的净雨流至出口断面所经过的时间,称为流域最大汇流时间。单位时间内汇流净雨通过的平均路程称为流域的平均汇流速度。

通过汇流分析,可推算暴雨洪峰流量,建立降雨量与径流量之间的关系。推算过程可以用等流时线原理加以说明。

1.2.3.1 等流时线法

地面径流的汇集过程包括坡面漫流和河槽集流两个阶段。流域不同位置处的净雨流至流域出口断面所需时间不同。最靠近出口断面的净雨首先到达出口断面,距出口越远,汇流时间越长。将汇流时间相同的流域位置连接,可勾绘出一系列的等值线,称为等流时线。各等流时线对应的流域面积产生的净雨汇流时间相等,这部分面积称为共时径流面积。

流域上的降雨,扣除各种损失后剩余的水量,将通过各种途径由流域出口断面流出。这部分雨量通称为净雨。在地下水埋深较大地区,净雨主要以地面径流(包括表层流)形式形成径流。地面径流的汇集,包括坡面漫流和河槽集流两个相继发生的过程。根据实地观察,坡面漫流并不是水流铺满地面成片地往下流动,而是形成许多股不大的、彼此时分时合的独立水流向前流动。这些水股在临时形成的很不明显的时候在变动的细小的沟槽中流动,水深很小,水流速度也不大。坡面漫流的路程一般不长,多不超过数百米。因此,净雨在向流域出口汇集的过程中,处于坡面漫流阶段的时间是不长的。河槽集流过程,包括从雨水汇入河网起,直到它们全部流出出口断面为止的整个过程,因为河槽的长度可达几十、几百千米,甚至更长,所以河槽集流过程的历时也可以是很长的。在同一流域内,河槽集流的历时比净雨历时和坡面漫流历时都要长得多。所以,在分析、计算地面径流的汇集过程时,将坡面漫流和河槽集流合并在一起进行处理,也是可行的简化。此时,也就把这整个过程称为流域汇流过程。

降雨开始以后,当流域上产生净雨时,离出口断面最近的岸坡上的净雨首先注入河槽并流达出口断面,这时出口断面的流量开始增大。当较远处的净雨通过流域坡面和河槽流

达出口断面时,它与稍晚些时候在距出口较远处产生的净雨相汇合,这时出口断面的流量就逐渐增大。这种全流域的汇流过程,用等流时线来进行分析,比较简明。等流时线法,是从出流断面上流量的组成情况来分析汇流过程的。

根据流域的地形地貌和时段长度 Δt ,将流域分成几块等流时面积,分别为 f_1, f_2, \dots, f_n ,一场持续 m 个时段长的降雨,设 i 时段降在第 j 等时面积上的平均雨量为 $h_i^{(j)}$,则这场降雨形成的出流过程为

$$\begin{aligned} Q_1 &= \frac{h_1^{(1)} f_1}{\Delta t} \\ Q_2 &= \frac{1}{\Delta t} (h_2^{(1)} f_1 + h_1^{(2)} f_2) \\ Q_3 &= \frac{1}{\Delta t} (h_3^{(1)} f_1 + h_2^{(2)} f_2 + h_1^{(3)} f_3) \\ &\vdots \\ Q_k &= \frac{1}{\Delta t} (h_k^{(1)} f_1 + h_{k-1}^{(2)} f_2 + \dots + h_1^{(k)} f_k) \\ (k &= 1, 2, \dots, m+n-1) \end{aligned}$$

其中,当 $i > m$ 或 $j > n$ 时, $h_i^{(j)} = 0$,当 $k \geq m+n$ 时, $Q_k = 0$ 。

等流时线法可从一场降雨的过程及降雨的区域(即降雨的时空分布),计算出径流的流量过程线,如果降雨的时空分布测得较准,则计算的流量过程是非常准确的,由于面积单位为 km^2 ,雨量单位为 mm ,出口断面流量以 m^3/s 计, Δt 根据考虑问题的不同可能为小时、日、旬或月,因此计算时,必须注意单位换算。另外,计算时,要考虑到土壤的潮湿程度(这次降雨与上次降雨的时间间隔)等因素,则计算结果将更准确。

当雨量较大,持续时间较长时,土壤的调蓄作用影响很小,此法计算非常准确。所以,此法也特别适用于洪水的预报。由于要用到各雨量站各时刻的雨量及流域地理信息,计算工作量大。

1.2.3.2 河道洪水演算

流域上的降水在流域出口断面形成一次洪水过程,它在继续流向下流的过程中,洪水过程线的形状会发生不断的变化。如果比较天然河道上、下断面的流量过程线,在没有区间入流的情况下,会发现下断面的洪峰流量将低于上断面的洪峰流量,下断面的洪水过程的总历时将大于上断面的总历时;下断面洪峰以前的上涨段中,会有一部分流量增涨率大于上断面。即是说,洪水在向下游演进的过程中,洪水过程线的形状将发生展开和扭曲。

马斯京根法是1938年用于马斯京根(Muskingum)河上的流量演算法。这一方法在国内外的流量演算中获得了广泛的应用。马斯京根流量演算基本模型为

$$\begin{cases} dW/dt = I - O \\ W = KQ' = K[xI + (1-x)O] \end{cases}$$

式中: Q' (m^3/s) 为示储流量; x 为河流比重因素; K 为蓄量常数,相当于河段汇流时间,具有时间的因次, I 和 O 分别为河段的入流量和出流量。

在无旁侧入流的情况下,连续方程可采用如下的水量平衡方程

$$\begin{aligned} &\frac{1}{2} (I_{(i-1)} + I_{(i)}) \Delta t - \frac{1}{2} (Q_{(i-1)} + Q_{(i)}) \Delta t \\ &= K[xI_{(i)} + (1-x)O_{(i)}] - K[xI_{(i-1)} + (1-x)O_{(i-1)}] \end{aligned}$$

移项并整理得,离散化的马斯京根流量演算方程:

$$\begin{cases} Q_1 = Q'_1 \\ Q_{(i)} = C_0 I_{(i)} + C_1 I_{(i-1)} + C_2 I_{(i-2)} \quad i = 2, \dots, n \end{cases}$$

其中

$$C_0 = \frac{\frac{1}{2}\Delta t - Kx}{K - Kx + \frac{1}{2}\Delta t}$$

$$C_1 = \frac{\frac{1}{2}\Delta t + Kx}{K - Kx + \frac{1}{2}\Delta t}$$

$$C_2 = \frac{K - \frac{1}{2}\Delta t - Kx}{K - Kx + \frac{1}{2}\Delta t}$$

式中: I_i 为演算时刻 i 河段入流量; O_i 为演算时刻 i 河段出流量; Q'_i 为演算时刻 i 河段出流量测量的真实值; Δt 为计算时间步长。

C_0, C_1, C_2 都是 $x, K, \Delta t$ 的函数, 对某一河段而言, 只要选定 Δt , 并求得 x, K , 则 C_0, C_1, C_2 都可求出, 且满足

$$C_0 + C_1 + C_2 = 1, C_0, C_1, C_2 \in [0, 1]$$

2 径流描述及其预报原理与方法

2.1 短期降雨径流流域模型

此类模型属于概念性水文模型, 从系统的角度模拟降雨径流关系。以流域为系统, 降雨量为输入, 流域出口流量过程为输出。流域模型可以分成产流、汇流等子系统。产流模型又可再分为地表径流、壤中流、地下径流等下一级子系统。概念性模型在一定程度上考虑了系统的物理过程, 力图使其数学模型中的参数有明确的物理概念。因此, 建立概念性降雨径流模型, 首先要建立模型的结构, 并以数学方式表达。其次要用实测降雨径流资料来率定及调试模型的参数。随着计算机的发展, 产生了大量的流域模型。较多的是用于水文短期预报方面。下面仅以水箱模型和新安江模型为例加以介绍。

2.1.1 水箱模型

(1) 模型结构。1961 年日本学者提出单列的水箱模型, 如图 6.5-1 所示。模型将流域概化为一列蓄水容器(水箱), 以模拟各个土层的径流。水箱右侧有出流孔, 模拟出流。底部有下渗孔, 其出流模拟水体下渗。当降雨时, 雨水首先注入第一层水箱, 与箱中初始蓄水量合在一起形成蓄水量 s 。用流域平均水深表示, 故又称蓄水深。如 s 超过出流孔高度时, 则右侧孔开始出流。假定其出流量 Q 与 s 呈线性关系, 即

$$Q = \lambda s$$

式中: λ 为侧出流孔系数。

其下渗量亦假定与蓄水量呈线性关系, 即

$$f = \lambda_0 s$$

式中: f 为下渗量, 它直接补给

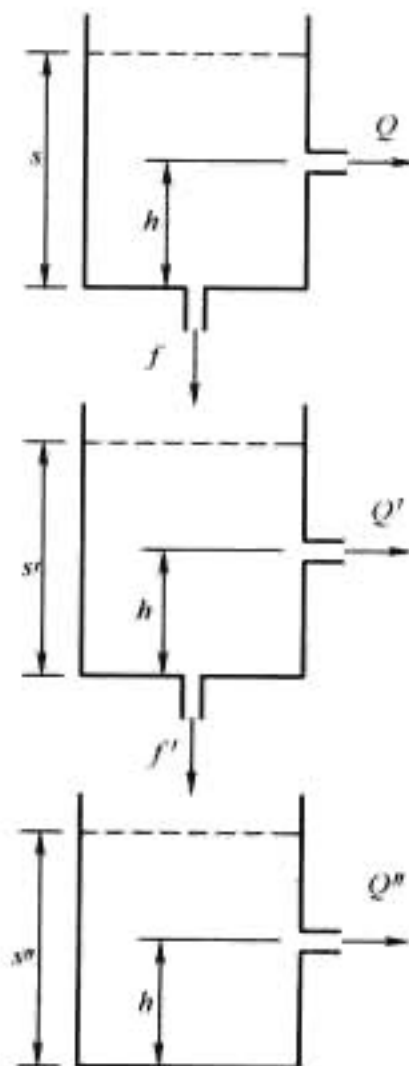


图 6.5-1 水箱模型结构示意图

第二层水箱, 作为第二层水箱的输入量。其余各层水箱的出流及下渗量可同理类推。

(2) 出流量及下渗量的计算公式。假定水箱的出流与箱内水深成正比, 即

$$Q = \begin{cases} 0, & s \leq h \\ \lambda \cdot (s - h), & s > h \end{cases}$$

$$f = \lambda_0 \cdot s$$

式中: λ, λ_0 为边孔及底孔的出流系数; h 为边孔高。

一般流域出流与蓄水深为非线性关系, 可考虑增加边孔来反映

$$Q = \begin{cases} 0, & s \leq h_1 \\ \lambda_1 \cdot (s - h_1), & h_1 < s \leq h_2 \\ \lambda_1 \cdot (s - h_1) + \lambda_2 \cdot (s - h_2), & s > h_2 \end{cases}$$

根据各水箱内水深 s , 按上述方法计算各水箱边孔出流 Q (即径流) 和底孔出流 f 。流域总径流为各水箱径流的和。下时段各水箱的水深按箱内水量平衡方程来得到:

第一层水箱内水深

$$s = s - Q - f + P - E$$

第二层水箱内水深

$$s' = s' - Q' - f' + f$$

第三、第四层水箱内水深类似计算。

即得下时段出流量及下渗量。当侧出流孔数等于或大于 2 时, 出流量与蓄水量为非线性关系。一般情况下, 由第一层水箱模拟的出流量相当于地面径流, 第二层水箱出流量相当于壤中流(表层流), 第三层和第四层水箱出流量相当于地下径流。由于水箱的出流没有反映洪峰滞时, 所以计算的流量过程, 要向后推移一定时间, 才能与实测过程相符。

水箱模型的结构简单, 水箱层数及侧孔数目均不固定, 参数不受物理概念的约束。此模型的物理概念虽然不强, 但实用中适应性较好, 尤其在湿润地区更具有较好的模拟效果。近年来, 较为复杂的水箱结构使水箱模型的应用范围更加广泛。

2.1.2 新安江模型

(1) 模型结构。新安江模型由前华东水利学院于 1973 年提出, 它是分散性的降雨径流概念模型。首先按每块面积上降雨比较均匀、并有一定的雨量站的原则将流域分为若干个单元面积, 分块时尽可能使单元面积与自然流域相合, 以便于利用流域上小流域的实测水文资料。其次, 计算单元面积上的产流量, 并划分水源。如分为直接径流及地下径流称为二水源新安江模型; 如分为地面径流、壤中流及地下径流则称为三水源新安江模型。然后进行单元面积上各种径流组成的汇流计算。最后进行单元面积以下的河网汇流计算。新安江模型结构框图如图 6.5-2 所示。



图 6.5-2 新安江模型计算流程图

(2) 产流计算。采用蓄满产流模型,蓄水量未达到田间持水量时,降雨全部填充土层,即蓄满前不产流,蓄满后,降雨全部成为径流。降雨与径流关系可用如下水量平衡式表示

$$R = P - E - (W_m - W_0)$$

式中: R 为总径流量; P 为降雨量; E 为蒸发量; W_m 为达到田间持水量时的蓄水量; W_0 为雨前土层的蓄水量。

(3) 水源划分。总径流量的一部分渗入土层形成地下径流,多余的部分为地面径流。设蓄满时稳定的下渗率为 f_c , 当雨率 $i < f_c$ 时,则 i 为地下径流的产流率,地面径流产流率为 0; 当 $i > f_c$ 时,地下径流的产流率为 f_c ,地面径流产流率为 $i - f_c$ 。径流过程按水库调蓄计算。

(4) 全流域出流过程计算。根据各子流域地面、地下出流过程,干流演进叠加得全流域出流过程。

对壤中流丰富地区,用二水源新安江模型模拟结果不够好。后来提出改为三水源新安江模型。三水源新安江模型认为原新安江模型中只考虑了张力水的调蓄作用,而未计自由水的调蓄作用,各时段的自由水全部在本时段形成径流,未体现壤中流的作用。因此加了自由水蓄水库,经其调蓄,将径流分为三种水源,即地面径流、壤中流及地下径流。三水源新安江模型模拟结果一般更好。

2.2 径流随机描述

水电站水库的来水,是一个以年为周期的连续随机过程,它有两个基本特点:①在固定时刻进行观察,水库来水是一个随机变量;②对于一个水库来水的具体实现,它是一个随时间变化的函数。如果我们观察的时间足够长,流量过程是遍历的。对径流描述的研究,过去的工作可大致上分为两类,即统计法和时历法。统计法考虑径流随机属性方面比较多,而时历法则强调径流随时间变化的过程属性。

为了便于研究,同时考虑到水电站水库调度计划本身是生产计划的一部分,是以时段为单位安排的(年、月、旬、日计划)。可把作为连续随机过程的径流在时间上进行离散化,也就是把连续时间分成若干个时段,每一个时段的入库流量由该时段的流量平均值来表示。

图 6.5-3 表示了时间离散前后的入库径流过程,连续曲线表示某一实际径流过程,阶跃直线段表示与其对应的时间离散化后的径流过程。

图 6.5-3 中表示连续过程划分为多个时段,这样,对连续随机过程的研究可代以对时段径流及其相互关系的研究。

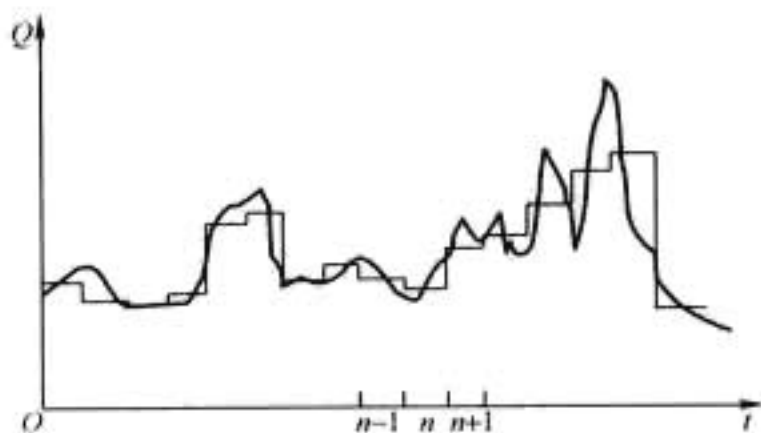


图 6.5-3 径流过程及时段平均示意图

任一时段的径流 I_k (第 k 时段的径流) 是一个随机变量。随机变量的数字特征可大致反映其统计规律。

随机变量 X 的平均数(数学期望 EX) 是随机变量最基本的位置特征,它的位置在概率密度曲线与 x 轴包围面积的形心处,说明随机变量的所有可能取值是围绕此中心分布的,故称为分布中心。它反映了随机变量的平均水平,具有

“代表”整个随机变量的作用。

标准差(均方差)标准差是刻画随机变量分布离散情况的重要指标。离散特征参数可用相对于分布中心的离差来刻画,由分布中心计量的随机变量的离差为 $(X - EX)$, 它有正有负,其平均值为零,因此,以离差本身的平均值来说明离散情况是无效的。为使离差的正、负值不致相互抵消,可以利用离差值 $(X - EX)$ 偶次方的平均值来说明离散情况。一般取 $(X - EX)$ 平方的期望值,然后开方作为离散情况的计量标准,并称为标准差(均方差),通常用 σ 表示,即

$$\sigma = \sqrt{E[(X - EX)^2]} = \sqrt{DX}$$

式中 $E[(X - EX)^2]$ 亦记为 DX 或 $\text{Var}X$, 即随机变量的方差。标准差的单位与 X 相同。显然,分布愈分散,标准差愈大,反之亦然。

标准差虽然说明随机变量分布的离散情况,但对于两个不同随机变量的分布,如果它们的平均数不同,用标准差来比较这两种分布的离散程度就不合适了,而应从相对观点来比较这两个分布的离散程度,即用一个无因次数 C_v 来衡量分布的相对离散程度。 C_v 叫做变差系数(或离差系数,离势系数),它等于标准差与数学期望之比值,即

$$C_v = \frac{\sigma}{EX}$$

对于随机变量的分布,期望值刻划出分布中心的位置,变差系数显示出离散的程度,而分布对中心是否对称,这两个参数均不足以说明,尚需要一个参数来反映分布是否对称的特征。通常用下式定义的偏差系数(记为 C_s) 来表征分布不对称的情况

$$C_s = \frac{E[(X - EX)^3]}{\sigma^3}$$

偏差系数 C_s 为无因次数。当密度曲线对均值对称时, $C_s = 0$; 若不对称,当负离差占优势时 $C_s < 0$, 称为负偏; 当正离差占优势时 $C_s > 0$, 称为正偏。

当掌握一定数量(如 n 年)的实际观测资料时,根据数理统计原理,可分别估计出数字特征、均值、均方差、变差系数和偏态系数,这些数字特征在某种程度上能揭示径流序列内在的规律性。计算公式为

$$\bar{I}_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_k^{(i)}$$

$$\sigma_k^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (I_k^{(i)} - \bar{I}_k)^2$$

$$m_{k,3} = \frac{1}{n-3} \sum_{i=1}^n (I_k^{(i)} - \bar{I}_k)^3$$

$$C_{vk} = \sigma_k / \bar{I}_k$$

$$C_{sk} = \frac{m_{k,3}}{\sigma_k^3}$$

但通常由于所掌握的资料数量不足,以致计算出的高阶矩数值不具有必要的可信程度,故通常令 $C_{sk} = KC_{sk}$, 系数 K 由适线法确定。

随机变量最完整的描述是其分布。在水文学中时段径流的概率分布,多采用皮尔逊 III 型分布,其分布密度函数为

$$f(x) = \frac{\alpha^\beta}{\Gamma(\beta)} e^{-\alpha(x-\delta)} (x-\delta)^{\beta-1}, x > \delta$$

式中: $\Gamma(\beta) = \int_0^{+\infty} e^{-x} x^{\beta-1} dx$; α, β, δ 为参数。

有了径流的概率分布密度,可计算出其各种数值特征。

计算可得:

$$\text{期望} \quad EI_k = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x)dx = \frac{\beta}{\alpha} + \delta$$

$$\text{方差} \quad DI_k = E(I_k - EI_k)^2 = \frac{\beta}{\alpha^2}$$

三阶中心矩:

$$m_3(I_k) = E(I_k - EI_k)^3 = \frac{2\beta}{\alpha^3}$$

这样,由径流统计数值特征可估计出分布中的参数

$$\alpha = \frac{2}{\sigma_k C_{sk}}$$

$$\beta = \frac{4}{C_{sk}^2}$$

$$\delta = \bar{I}_k \left(1 - \frac{2C_{vk}}{C_{sk}}\right)$$

注意到 δ 为流量的最小可能值,而流量一般不为负,在 $\alpha > 0, \beta > 0, \delta \geq 0$ 的条件下, $\bar{I}_k > 0, C_{vk} > 0, C_{sk} > 0$,于是,只有当

$$C_{sk} \geq 2C_{vk}$$

时,才有

$$\delta = \bar{I}_k \left(1 - \frac{2C_{vk}}{C_{sk}}\right) \geq 0$$

得到了具体的分布后,就可计算出各种保证率对应的流量(流量与保证率关系曲线)

$$P(I > I_f) = p_f$$

为了进一步简化工作,把连续的径流也离散化,将径流离散化成 m 个取值 $x_1 < x_2 < \dots < x_m$ 。每个取值实际代表一个区间。离散化后分布律为

$$p_i = P(I_k = x_i) = P(a_i \leq I_k < b_i) = \int_{a_i}^{b_i} f(x)dx$$

其中 $a_1 = \delta, a_i = (x_{i-1} + x_i)/2, b_{i-1} = a_i, (i = 2, 3, \dots, m), b_m = +\infty$ 。

2.3 Markov 链径流描述

对于一个时段来说,时段径流是一个随机变量,如果同时观察两个时段的径流,则常常发现两者具有一定的相关性,尤其在两时段相距较近时。两随机变量 x 和 y 的相关性由相关系数反映,其定义为

$$r_{x,y} = \frac{E[(x - \bar{x})(y - \bar{y})]}{\sigma_x \sigma_y}$$

一般有相关系数 $|r| \leq 1$ 。若 $r = 0$,则称是不相关的。相邻时段径流相关系数的统计计算公式为

$$r_{k,k+1} = \frac{\sum_{i=1}^n [(I_k^{(i)} - \bar{I}_k)(I_{k+1}^{(i)} - \bar{I}_{k+1})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (I_k^{(i)} - \bar{I}_k)^2 \sum_{i=1}^n (I_{k+1}^{(i)} - \bar{I}_{k+1})^2}}$$

时段径流的相关不仅表现在水文资料的统计计算中,而且它是以形成径流的物理成因为依据的。离径流入库点不远的一次较长历时的降雨可能覆盖相邻的几个时段,而离观测点较远地区的降雨所形成的径流,由于土壤和河槽的调蓄作用,其入库时间要延续到降雨后的一段很长时间,这就导致了时段间入库径流的相关性。大量实际观测资料检验表明,线性相关可足够准确地反映时段径流间的关系。

线性相关条件下,相邻时段径流 I_k, I_{k+1} 的关系为

$$I_{k+1} = \bar{I}_{k+1} + r_{k,k+1} \frac{\sigma_{k+1}}{\sigma_k} (I_k - \bar{I}_k) + \xi$$

式中: σ_k, σ_{k+1} 分别为 I_k, I_{k+1} 的标准差; $r_{k,k+1}$ 为 I_k 和 I_{k+1} 的相关系数; ξ 为误差。有

$$E\xi = 0, \sigma_\xi^2 = \sigma_{k+1}^2 (1 - r_{k,k+1}^2)$$

在 k 时段的径流 I_k 已知的条件下, $k+1$ 时段径流 I_{k+1} 的

$$\text{条件期望} \quad \bar{I}_{k+1,c} = \bar{I}_{k+1} + r_{k,k+1} \frac{\sigma_{k+1}}{\sigma_k} (I_k - \bar{I}_k)$$

$$\text{条件方差} \quad \sigma_{k+1,c}^2 = \sigma_{k+1}^2 (1 - r_{k,k+1}^2)$$

$$\text{条件变差系数:} \quad C_{v,c} = \frac{\sigma_{k+1,c}}{\bar{I}_{k+1,c}}$$

$$\text{条件偏态系数} \quad C_{s,c} = KC_{v,c}$$

式中系数 K 可由适线法确定。

如果假设在 I_k 已知的条件下, $k+1$ 时段径流 I_{k+1} 仍服从皮尔逊III型分布,由上述条件数值特征可估计出 I_{k+1} 的条件分布密度函数:

$$f_c(x) = \frac{\alpha^\beta}{\Gamma(\beta)} e^{-\alpha(x-\delta)} (x-\delta)^{\beta-1}, x > \delta$$

其中的参数 α, β, δ 由条件数值特征计算得到。

仍将时段径流离散化,取值离散成 m 个可能的值 $x_1 < x_2 < \dots < x_m$ 。则可得在 $I_k = x_i$ 的条件下, $k+1$ 时段径流 I_{k+1} 的条件分布律

$$p_{i,j}(k) = P(I_{k+1} = x_j | I_k = x_i) = \int_{a_j}^{b_j} f_c(x)dx$$

显然有

$$0 \leq p_{i,j}(k) \leq 1, \sum_{j=1}^m p_{i,j}(k) = 1$$

由此可得矩阵

$$P(k) = \begin{pmatrix} p_{1,1}(k) & p_{1,2}(k) & \dots & p_{1,m}(k) \\ p_{2,1}(k) & p_{2,2}(k) & \dots & p_{2,m}(k) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{m,1}(k) & p_{m,2}(k) & \dots & p_{m,m}(k) \end{pmatrix}$$

称为径流状态概率转移矩阵。

3 水库短期优化运行

3.1 水、火电日负荷分配模型

水电站短期经济运行的主要任务是将其长期经济运行所分配给的一定较短时期的输入能在其中各更短时段间合理分配,制定短期经济(或最优)运行方式;日经济运行是确定水电站在日内各小时的发电量和相应的水库最优调度方式,日经济运行具有更典型和更现实的意义。这是因为除在洪水期,为避免更多弃水,水电站以全部可用容量在电力系统负荷图基荷工作外,其他时间具有任何调节性能水库的水电站都要进行日调节。电力系统中水电站日运行方式的优化是提高电力系统运行经济性的重要课题之一。由于电力系统中某一水电站的日运行方式与系统中火电厂和水电站的运行方式有密切联系,所以水电站日运行方式的优化可归结为电力系统日运行方式的优化,即其中水电站、火电厂的日负荷最优分配。因为水电站来水和系统日负荷图,受许多随机因素影响,还不可能准确预测和预报,所以严格讲,这是一个具有随机规划性质的课题。

在电力系统和水电站日运行实际中,对于影响来水、负荷变化的随机因素和综合利用要求的变化通常做如下考虑:制定日运行计划时,日运行方式的优化按确定性课题求解;而在实时控制时,针对来水、负荷及其他要求的实际变化,灵活操作,不断调整和修正水电站的计划日运行方式,使预

测、预报误差的影响减小到最低程度,尽可能实现水电站的最优运行。

进行电力系统中水、火电日负荷的分配,就是以日为调节周期,由较准确的预报给出电力系统日负荷曲线;由长期运行方式和短期的水文预报确定水电厂的日发电总水量;根据水、火电厂动力特性,按某种经济运行方式逐时段地在水、火电厂之间分配发电任务,满足电力系统日负荷需求。优化准则一般采用电力系统火电厂日燃料费用最小或日燃料耗量最小。

下边给出采用火电厂日燃料费用最小准则时的电力系统中水电站、火电厂日运行方式优化或日负荷最优分配的数学模型。

设电力系统有 m 个火电厂, n 个水电站,已知火电的煤耗特性和水电的流量特性,给定系统负荷和水电用水量。确定水、火电负荷,使火电耗煤最少。系统日负荷最优分配的目标函数为

$$\min G = \int_0^T \sum_{j=1}^m B_j[P_{hj}(t)] dt$$

式中: $B_j(P_{hj}t)$ 为第 j 火电厂的煤耗特性曲线。

约束条件有:

(1) 电力系统日内任一时刻负荷平衡约束

$$\sum_{j=1}^m P_{hj}(t) + \sum_{i=1}^n P_{si}(t) - \Delta P = P_{XT}(t), t \in [0, T]$$

式中: $P_{XT}(t)$ 为给定的电力系统负荷曲线; ΔP 为功率损耗; $P_{hj}(t)$, $P_{si}(t)$ 分别为各火电厂和水电站的出力过程,为问题的决策变量。

(2) 电力系统中任一水电站的日可用水量约束

$$\int_0^T Q_i[P_{si}(t)] dt = W_i, (i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: $Q_i(P_{si})$ 为第 i 座水电站的流量特性曲线; W_i 为给定的用水量。

(3) 各电站出力及电网各线路容量约束。

(4) 水库蓄水 V_i (或水位 Z_i)、下泄流量 Q 、下游水位 $Z_{\text{出}}$ 、水头 H_i 等变化范围及综合利用等方面的约束。

3.2 最优性条件

根据变分原理,作 Lagrange 乘子函数

$$L = \sum_{j=1}^m B_j[P_{hj}(t)] + \mu(t) \left[\sum_{j=1}^m P_{hj}(t) + \sum_{i=1}^n P_{si}(t) - \Delta P - P_{XT}(t) \right] + \sum_{i=1}^n \lambda_i Q_i[P_{si}(t)]$$

令

$$\frac{\partial L}{\partial P_{hj}} = b_j + \mu(t) \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{hj}} \right) = 0 (j = 1, 2, \dots, m)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{si}} = \mu(t) \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{si}} \right) + \lambda_i q_i = 0 (i = 1, 2, \dots, n)$$

得

$$\frac{b_j}{1 - \sigma_{hj}} = \frac{\lambda_i q_i}{1 - \sigma_{si}} (j = 1, 2, \dots, m, i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: $b_j = \frac{dB_j(P_{hj})}{dP_{hj}}$ 为火电煤耗微增率特性; $q_i = \frac{dQ_i(P_{si})}{dP_{si}}$

为水电站的流量微增率特性; $\sigma_{hj} = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{hj}}$, $\sigma_{si} = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{si}}$ 分别为功率损失对各火电出力及水电出力的微增率。

这便是电力系统中水、火电厂间负荷经济分配应遵从的一般原则,称为水、火电厂间负荷经济分配协调方程式。

如果不考虑网损,则最优性必要条件为

$$b_1 = b_2 = \dots = b_m = \lambda_1 q_1 = \lambda_2 q_2 = \dots = \lambda_n q_n$$

即火电厂的煤耗微增率都相等,所以习惯上也称这一原则为等微增率原则。而系统中第 i 水电站发电流量增量的 λ_i 倍,与火电厂发电耗煤率的增量所起作用相当,因而常称 λ_i 为水煤当量。

3.3 水电站、火电厂联合日最优运行方式制定的动态规划法

动态规划法根据最优化原理,直接采用火电厂燃料费用特性和水电站流量特性制定水电站、火电厂日最优运行方式,优化准则仍采用日煤耗最小。

根据工程实际应用的需要,将计算期离散,分成 T 个时段,为简明起见,仅研究电力系统中只有一个等效火电厂及一个水电站的情况,并不考虑网损和厂用电等因素的影响,短期优化调度数学模型可写为

$$\begin{aligned} \min & \sum_{k=1}^T B[P_h(k)] \\ \text{s. t. } & P_h(k) + P_s(k) = P_{XT}(k), k = 1, 2, \dots, T \\ & \sum_{k=1}^T Q[P_h(k)] \Delta t = W \end{aligned}$$

一日内系统负荷 $P_{XT}(k)$ 、水电站来水流量 $I(k)$ 和计算期初水库蓄水 V_0 为已知,由于用水量给定,由水量平衡方程,计算期末水库蓄水 V_T 一般也是已知的。

某一阶段 k 称为面临时段,该时段末至整个计算期末称为余留时期。取 k 时段初水电站水库蓄水 V_{k-1} 为状态变量,该时段水电站出力 P_k 为决策变量,则状态转移方程为

$$V_k = V_{k-1} + \{I(k) - Q[P_s(k)]\} \Delta t$$

根据动态规划最优化原理可得出如下递推计算式

$$B_k^*(V_{k-1}) = \min_{P_s(k) \in \Omega} \{B_k[P_{XT}(k) - P_s(k)] + B_{k+1}^*(V_k)\}$$

其中 $B_k^*(V_{k-1})$ 是最优值函数,表示当面临时段初蓄水量为 V_{k-1} 时,按最优运行方式运行到计算期末,余留期火电所需最小煤耗。

利用动态规划法制定水电站、火电厂日最优运行方式的过程分两大步骤。

(1) 各时段水库最优调度函数(曲线)及其他辅助关系的推求。首先,推求面临时段煤耗 B_k 与相应水电站出力的关系曲线 $B_k(P_s)$ 。因为该时段系统负荷需求 $P_{XT}(k)$ 已知,故每取一个 P_s 值,即可求得与之对应的一个火电厂出力 $P_h = P_{XT}(k) - P_s$,并在火电厂煤耗特性上查得相应的煤耗。其次,对每一面临时段初水电站水库蓄水 V_{k-1} ,取若干水电站出力 P_s ,由此在相应的水电站流量特性上,查得相应的水电站引用流量 Q ,并算出该时段引用水量和时段末水库蓄水

$$V_k = V_{k-1} + \{I(k) - Q[P_s(k)]\} \Delta t$$

再由 V_k 查 $B_{k+1}^*(V_k)$ 关系曲线,得余留时期系统最小煤耗。然后,利用递推式,计算出与各 P_s 值相应的值

$$B_k^*[V_{k-1}, P_s(k)] = B_k[P_{XT}(k) - P_s(k)] + B_{k+1}^*(V_k)$$

取其中的最小者,即为 $B_k^*(V_{k-1})$ 值;与之相应的水电站出力 P_s 即为最优出力 $P_s^*(V_{k-1})$ 。

(2) 日最优运行方式的制定。水电站、火电厂日最优运行方式的制定即利用前述递推计算结果,根据已知的计算期初水电站水库蓄水 V_0 和各时段系统负荷 $P_{XT}(k)$,顺时序计算出水电站、火电厂日负荷最优分配方式和水电站

水库最优调度方式。为此,首先,由第一时段初水库蓄水 V_0 查该时段水库最优调度函数曲线 $P_s^*(V_{k-1})$,得该时段的水电站最优出力 $P_s^*(1)$;再算出相应的火电厂最优出力 $P_h^*(1) = P_{XT}(k) - P_s^*(1)$;然后以 $P_s^*(1)$ 查水电站流量特性 $Q(P)$ 得相应的水电站引用流量 $Q(1)$,并由状态转移方程算出第一时段末,即第二时段初的水库蓄水量 $V_1 = V_0 + [I(1) - Q(1)]\Delta t$ 。其次,根据 V_1 推求得第二时段的 $P_s^*(2)$ 、 $P_h^*(2)$ 及该时段末水库蓄水 V_2 等。如此,逐时段计算,直至最末一个时段,可推求得全日的水电站、火电厂负荷最优分配方式 $P_s^*(k)$ 和 $P_h^*(k)$ 及水电站水库最优调度方式 V_k 。

3.4 几种常用的水电系统优化模型

水、火电日负荷分配短期优化调度模型,从整个电力系统的利益出发,以电网中火电总的煤耗费用最小为目标。由于问题涉及的方面多,问题非常复杂,且随着电力体制改革的推进、厂网分开,使得该模型在实际的工程应用逐渐少用。

目前,水电短期优化调度逐步转向研究单独的水电系统,并已取得了一些理论和实际应用成果。对纯水电系统,其目标主要从能量角度考虑,一般为发电量最大或用水量最小。

3.4.1 短期发电量最大优化模型

在已知各水电站初始库水位、入库流量过程,根据各水电站长期调度计划,给定控制期内用水量(或者控制期末库水位),在满足各种约束条件下,求各水电站出力过程,充分利用水力资源,使控制期内发电量最大,即使水电系统获得最大的发电效益,又为电网提供充足的电能。可建立数学模型如下:

目标函数

$$J = \max_{U_i} \sum_{i=1}^n \int_0^T P_i(t) dt$$

式中: $P_i(t)$ 为 i 水电站的出力过程。

用水量约束

$$\int_0^T Q_i[P_i(t)] dt = W_i, (i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: $Q_i(P_i)$ 为 i 水电站的流量特性; W_i 为给定的 i 水电站的用水量。

模型计算所得的调度结果可作为发电计划上报电网进行负荷平衡修正。

3.4.2 短期发电用水量最小(耗能量最小、蓄能量最大)模型

根据电网下达的水电系统的发电任务,在保证完成系统负荷需求的条件下,尽量减少用水量,抬高水头,增加水库系统蓄能,为以后水电系统的安全、稳定、经济运行创造条件。

已知各水电站水库初水位,给定水电系统总日电量或总负荷曲线(过程),在满足各种约束条件下,求各水电站的发电出力过程等,使得控制期末水库群总蓄能最大。对单库为用水量最小,对梯级及跨流域问题,要考虑各水库水头的不同,及下游水库重复利用的价值,其水量的水能价值是不同的。这时不能简单地使用各水库用水量总和最小,采用总耗能量最小或蓄能量最大。可建立如下数学模型:

目标函数

$$J = \max_S E_T(V_T)$$

式中: $E_T(V_T)$ 为控制期末蓄能函数; V_T 为控制期末蓄水量。

水电系统负荷曲线约束

$$\sum_{i=1}^n P_i(t) = P(t), t \in [0, T]$$

或水电系统总日电量约束

$$\sum_{i=1}^n \int_0^T P_i(t) dt = E$$

式中: $P_i(t)$ 为 i 水电站的出力过程; $P(t)$ 为给定的水电系统总负荷曲线; E 为给定的水电系统日总电量。

3.4.3 短期发电效益最大模型

在我国,随着社会的进步,电网的峰谷差越来越大,电力系统调峰电量紧缺的状况越来越严重。部分电网已经开始试点实施和即将实施分时上网电价政策,其目的是通过合理的丰枯、峰谷上网电价机制,鼓励电厂积极参与调峰,多发峰荷,缓解电力系统高峰负荷紧张的压力。

在分时电价制度下,如何制定水电系统的运行方案,既提高水电系统的发电收益,又为电力系统提供充足的高峰电量,提高系统运行的安全性,是迫切需要研究的问题。

所谓分时电价制度,即根据电力系统负荷特点,将一天时间分成峰段、平段和谷段,并分别给予不同的电价,即上网电价与时间有关,是时间的函数。

已知库初水位、控制期内用水量(或者时段末余留效益函数),根据分时电价制度,求各电站出力过程,使控制期内发电效益最大。可建立如下水电短期发电效益最大数学模型。

目标函数

$$J = \max \sum_{i=1}^n \int_0^T c_i(t) P_i(t) dt$$

用水量约束

$$\int_0^T Q_i[P_i(t)] dt = W_i, (i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: $P_i(t)$ 为 i 水电站的出力过程; $c_i(t)$ 为 i 水电站的分时电价; $Q_i(P_i)$ 为 i 水电站的流量特性; W_i 为给定的 i 水电站的用水量。

4 流域梯级短期联合优化运行

4.1 数学模型及最优性条件

水电站群优化调度的准则是,在满足各种限制条件的前提下,使水电站群获得最大的经济效益。这里,经济效益应包括计算期内的发电效益和期末水库存水的效益。

设水电企业由 n 个水电站组成。若第 i 电站的上网电价过程分别为 $c_i(t)$,发电出力过程为 $P_i(t)$,计算期为 $[0, T]$,则期内发电效益为 $\sum_{i=1}^n \int_0^T c_i(t) P_i(t) dt$ 。记 $V_i(t)$ 为第 i 水电站存水量过程,设存水量折合价格为 c'_i ,则期末存水总价值为 $\sum_{i=1}^n c'_i V_i(T)$ 。由于水电系统的初始存水量已知,这样水电站群优化调度的目标函数为

$$\max \sum_{i=1}^n \left[\int_0^T c_i(t) P_i(t) dt + c'_i [V_i(T) - V_i(0)] \right] \quad (6.5-1)$$

约束条件主要有:

(1) 负荷平衡

$$\sum_{i=1}^n P_i(t) = P(t), t \in [0, T]$$

式中: $P(t)$ 为电力系统给定的水电站群的总发电负荷过程。

(2) 水量平衡

$$\frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - Q_i(t), i = 1, 2, \dots, n$$

式中: $I_i(t)$ 为第 i 水电站天然入库流量, 为已知; $Q_i(t)$ 为第 i 水电站引用 (发电) 流量, 由电站流量特性曲线 $Q_i(t) = Q_i[P_i(t)]$ 给出, 是出力的函数。

(3) 水位 (存水量)、发电流量、出力约束。

由上式水量平衡方程有

$$V_i(T) = V_i(0) + \int_0^T [I_i(t) - Q_i(t)] dt$$

由此目标函数可写为

$$\max \sum_{i=1}^n \int_0^T \{c_i(t)P_i(t) + c'_i[I_i(t) - Q_i(t)]\} dt$$

又因天然入库流量为不可控制量, 对短期运行来说一般设为已知, 模型等价于

$$\max \sum_{i=1}^n \int_0^T [c_i(t)P_i(t) - c'_iQ_i(t)] dt$$

$$\text{s. t. } \sum_{i=1}^n P_i(t) = P(t), t \in [0, T]$$

上述模型为一条件泛函极值问题, 作拉格朗日乘子函数

$$L = \sum_{i=1}^n [c_i(t)P_i(t) - c'_iQ_i(t)] + \lambda(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) - P(t) \right]$$

根据变分原理, 在模型的最优解处, 有

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0, i = 1, 2, \dots, n$$

即

$$c_i(t) - c'_iq_i(t) + \lambda(t) = 0, i = 1, 2, \dots, n$$

其中, $q_i(t) = \frac{dQ_i(t)}{dP_i(t)}$ 为第 i 水电站的流量微增率特性。

消去拉格朗日乘子 $\lambda(t)$ 得

$$\begin{aligned} c_1(t) - c'_1q_1(t) &= c_2(t) - c'_2q_2(t) = \dots \\ &= c_n(t) - c'_nq_n(t) = \lambda(t) \quad (6.5-2) \end{aligned}$$

此即模型的最优性条件。

4.2 梯级水电站之间的水力联系

梯级水电系统上下游电站之间存在水力联系, 水电站的流量和水头在时间和空间上表现出同步差异, 对其他电站的运行具有一定的影响。

设梯级系统由一条河流上的 n 座水电站组成, 水电站从上到下编号, 最上游的为第 1 座, 其下游紧接着的为第 2 座, 依此类推, 第 j 座下游紧接着的为第 $j+1$ 座, 最下游的为第 n 座水电站。

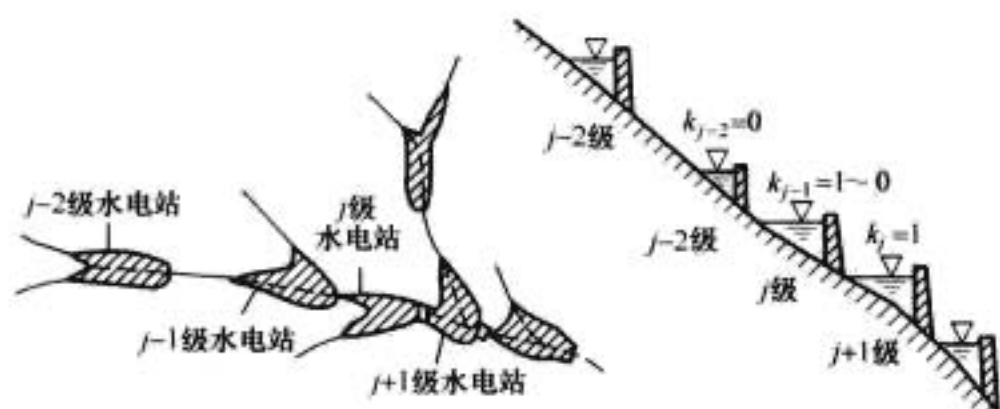


图 6.5-4 梯级水电站示意图

(1) 流量联系。梯级水电站的下泄流量, 除自身水库的供水流量外, 还包括两部分: 一是来自上游电站的下泄流量; 二是与上游水电站之间的区间流域天然来水流量。可以写为

$$Q_j = Q_{j-1} + I_j - \frac{dV_j}{dt}$$

式中: Q_j 为第 j 级水电站的下泄流量; Q_{j-1} 为第 $j-1$ 级水电站的下泄流量; I_j 为第 j 级与第 $j-1$ 级水电站之间区间流域的天然来水流量; $\frac{dV_j}{dt}$ 为第 j 级水电站水库的蓄水流量。

如果上游水电站的下泄流量需要经过较长时间才能流达下一级, 那么必须考虑上游来水流量的时间滞后性。梯级水电站任一时段的发电流量可用下式表示

$$Q_j(t) = Q_{j-1}(t - \tau_{j-1}) + I_j(t) - \frac{dV_j(t)}{dt}$$

式中: τ_{j-1} 为上游来水流量的滞后时间, 又称为流达时间。一般与下泄流量的大小有关, 实际计算中为简单起见, 一般假定流达时间为常数, 即忽略水流传播中的变形影响。下游建库抬高水位, 是水电站之间的衔接更紧密, 流达时间一般缩短, 所以为简化分析计算, 不考虑流达时间也是可行的。

(2) 水头联系。梯级水电站的上游水位如果与其上游水电站的下游水位直接衔接, 那么因下游水库的会水淹没作用, 而抬高上游水电站的下游水位, 使上游水电站的发电水头发生变化。梯级相邻两水电站间的水位、水头联系程度以水位衔接系数 K_j 表示

$$K_j = \frac{\partial z_{d,j-1}}{\partial z_{u,j}}$$

式中: z_u, z_d 分别表示上游水位和下游水位。水位衔接系数表示当下游级水电站水库水位变化时引起上游水电站下游水位变化的程度, 一般 $0 \leq K_j \leq 1$ 。当 $K_j = 1$ 时, 说明下游水电站的上游水位就是上游水电站的下游水位, 称两电站间为重叠式衔接; 当 $K_j = 0$ 时, 说明相邻两级水电站间水位、水头变化互不相关, 称为间断式衔接; 当 $0 < K_j < 1$ 时, 说明下级水电站的水库水位由于回水影响与上级水电站的下游水位衔接, 但不完全重叠, 称两电站间为连接式衔接。由于水电站下游水位与流量有关, 而且有水头联系时, 下游水位又与下级水电站的上游水位有关

$$z_{d,j-1} = z_{d,j-1}(Q_{j-1}, z_{u,j})$$

所以水位衔接系数可表示为

$$K_j = \frac{\partial z_{d,j-1}}{\partial z_{u,j}} = K_j(Q_{j-1}, z_{u,j})$$

4.3 梯级水电站的情况

由于梯级水电站之间水力联系关系密切, 梯级水电站的统一调度可使水力资源得到充分的利用。很多梯级水电站都属于同一独立法人发电公司, 并相应成立了梯级调度中心。所以, 梯级水电站优化调度是研究较多并且实际应用较多的问题。

对梯级水电站来说, 上一水库的放水, 是下一电站来水的一部分, 可被继续利用; 下一水库的入库流量为区间天然入库流量与上一水库泄流量的和。对第一个水库来说, 水量平衡方程为

$$\frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - Q_i(t), i = 1$$

但对其余水电站, 其水量平衡方程变为

$$\frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) + Q_{i-1}(t) - Q_i(t), i > 1$$

这里, 为简单起见, 没考虑水流时滞。这样, 期末存水量为

$$V_i(T) = V_i(0) + \int_0^T [I_i(t) + Q_{i-1}(t) - Q_i(t)] dt, i > 1$$

代入式 (6.5-1), 则目标函数变为

$$\max \int_0^T \{c_1(t)P_1(t) + c'_1[I_1(t) - Q_1(t)]\} dt + \sum_{i=2}^n \int_0^T \{c_i(t)P_i(t) + c'_i[I_i(t) + Q_{i-1}(t) - Q_i(t)]\} dt$$

而天然入库流量是已知的, 这样, 模型等价于

$$\begin{aligned} & \max \int_0^T \{c_1(t)P_1(t) - c'_1Q_1(t) + \\ & \sum_{i=2}^n [c_i(t)P_i(t) + c'_iQ_{i-1}(t) - c'_iQ_i(t)]\} dt \\ & \text{s. t. } \sum_{i=1}^n P_i(t) = P(t), t \in [0, T] \end{aligned}$$

对上述模型, 作拉格朗日乘子函数

$$\begin{aligned} L = & c_1(t)P_1(t) - c'_1Q_1(t) + \\ & \sum_{i=2}^n [c_i(t)P_i(t) - c'_iQ_i(t) + c'_iQ_{i-1}(t)] + \\ & \lambda(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) - P(t) \right] \\ = & \sum_{i=1}^{n-1} [c_i(t)P_i(t) - (c'_i - c'_{i+1})Q_i(t)] + \\ & c_n(t)P_n(t) - c'_nQ_n(t) + \lambda(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) - P(t) \right] \end{aligned}$$

根据变分原理, 在模型的最优解处, 有

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0, i = 1, 2, \dots, n$$

即

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_i} = & c_i(t) - (c'_i - c'_{i+1})q_i(t) + \lambda(t) = 0, \\ & i = 1, 2, \dots, n-1 \\ \frac{\partial L}{\partial P_n} = & c_n(t) - c'_nq_n(t) + \lambda(t) = 0 \end{aligned}$$

消去拉格朗日乘子 $\lambda(t)$ 得

$$\begin{aligned} & c_1(t) - (c'_1 - c'_2)q_1(t) = \dots \\ & = c_{n-1}(t) - (c'_{n-1} - c'_n)q_{n-1}(t) \\ & = c_n(t) - c'_nq_n(t) \end{aligned} \quad (6.5-3)$$

此即梯级水电站短期优化调度数学模型的最优性条件。

4.4 进一步讨论

4.4.1 水价的估计

水电站的水库一般具有多用途性, 其中的水也具有多方面的效益和价值, 水的价格比较难估计。但单从水电站方面来看, 水的价值只有通过发电来实现, 是其可发电量带来的效益。

单从发电收益角度考虑, 单个水电站水的价格, 应是单位水体可发电量乘以电站的平均电价。设第 i 座水电站的平均耗水率为 \bar{q}_i , 平均电价为 \bar{c}_i , 则单位水量可发电量为 $1/\bar{q}_i$, 可得发电收益为 \bar{c}_i/\bar{q}_i 。即其存水量折合价格应为:

$$c'_i = \bar{c}_i/\bar{q}_i$$

代入水电站群优化调度模型的最优性条件式 (6.5-2) 中, 得

$$\begin{aligned} c_1(t) - \bar{c}_1q_1(t)/\bar{q}_1 = & c_2(t) - \bar{c}_2q_2(t)/\bar{q}_2 = \dots \\ = & c_n(t) - \bar{c}_nq_n(t)/\bar{q}_n \end{aligned} \quad (6.5-4)$$

对梯级水电站而言, 由于存蓄在上游水库的水能被下游

水电站继续利用, 水的价值不能仅仅只考虑该水电站本身。对第 i 座水电站的单位水体, 除以后自身发电可得收益 \bar{c}_i/\bar{q}_i 外, 被下游第 j 座水电站利用可得收益 \bar{c}_j/\bar{q}_j , $j=i+1, \dots, n$, 从而可得收益

$$c'_i = \sum_{j=i}^n \bar{c}_j/\bar{q}_j, i = 1, 2, \dots, n$$

此可作为梯级水电站的水量折合价格估计式。将其代入梯级水电系统优化调度模型的最优性条件式 (6.5-3) 中, 由于

$$c'_i - c'_{i+1} = \sum_{j=i}^n \bar{c}_j/\bar{q}_j - \sum_{j=i+1}^n \bar{c}_j/\bar{q}_j = \bar{c}_i/\bar{q}_i$$

所以, 最优性条件变成

$$\begin{aligned} c_1(t) - \bar{c}_1q_1(t)/\bar{q}_1 = & c_2(t) - \bar{c}_2q_2(t)/\bar{q}_2 = \dots \\ = & c_n(t) - \bar{c}_nq_n(t)/\bar{q}_n \end{aligned}$$

此式与式 (6.5-4) 相同。这样就得到了分时电价下水电站群短期优化调度数学模型的统一的最优性条件。

4.4.2 几种特殊情况下的模型及其最优性条件

从目前中国的现实情况看, 各水电站都有自己不同的电价, 这时即使在给定总负荷的情况下, 水电企业仍可以通过调整各水电站的出力, 使得发电企业的收益尽可能大。这样, 电网的购电成本就相应增大, 用户的用电价格就较高。这种现象不是很合理的, 已引起有关方面的广泛关注。从长远看, 可能也应该实现同网同价。若电价相等

$$c_1(t) = c_2(t) = \dots = c_n(t) = c(t)$$

这时, 当总负荷过程给定时, 计算期内发电效益

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \int_0^T c_i(t)P_i(t)dt &= \int_0^T \sum_{i=1}^n c(t)P_i(t)dt \\ &= \int_0^T c(t) \sum_{i=1}^n P_i(t)dt \\ &= \int_0^T c(t)P(t)dt \end{aligned}$$

是固定不变的, 不可能提高计算期内的发电收益, 只可能通过决策使期末存水总价值尽量大。模型等价于

$$\max \sum_{i=1}^n c'_i \cdot V_i(T)$$

由于各水电站调节性能不同, 即使电价过程相同, 各水电站的平均电价一般也可能不相同, 这正好体现了调节性能好的水电站由于高峰负荷所占比例大, 优质优价的原则, 是合理的, 也正是电力系统鼓励的, 实现了分时电价政策的初衷。最优性条件式 (6.5-4) 变成

$$\bar{c}_1q_1(t)/\bar{q}_1 = \bar{c}_2q_2(t)/\bar{q}_2 = \dots = \bar{c}_nq_n(t)/\bar{q}_n$$

若各水电站的平均电价也都相等

$$\bar{c}_1 = \bar{c}_2 = \dots = \bar{c}_n$$

则模型等价于蓄能最大模型, 这时模型可写为

$$\max \sum_{i=1}^n V_i(T)/\bar{q}_i \quad (\text{对应于非梯级系统情形})$$

或者写为

$$\max \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=i}^n 1/\bar{q}_j \right) \cdot V_i(T) \quad (\text{对应于梯级系统情形})$$

此时的最优性条件为

$$q_1(t)/\bar{q}_1 = q_2(t)/\bar{q}_2 = \dots = q_n(t)/\bar{q}_n$$

这两种特殊情况下的最优性条件与传统的电力系统中水、火电短期优化调度模型的最优性条件是一致的。

5 水库中长期优化运行

5.1 时段水能计算

水电站的水能计算为有关水电站的工作情况,如出力和发电量及其在电力系统中的运行方式以及主要参数(例如水库正常蓄水位、水电站装机容量等)之间关系的各种计算,其中水电站出力和发电量计算是水能计算的重要环节。在进行水能计算时,除考虑水资源综合利用各部门在各个时期所需的流量、径流总量和水库水位的变化等情况外,还需考虑水电站的水头等的变化情况。

在长期优化调度计算过程中,一般将一年时间划分为 K 个时段,进行时段中水能计算。以 $k=1, 2, \dots, K$ 表示时段, t_{k-1}, t_k 分别表示第 k 时段初末时刻,时段长为 $\Delta t=t_k-t_{k-1}$ 。在时间被离散化后,水电站及其水库的动力参数,除水库存水 V 外,均使用时段平均值, k 时段的水库上游水位 Z_{uk} 、下游水位 Z_{dk} 、工作流量 Q_k 、天然来水 I_k 、水头 H_k 和出力 P_k 均是时段平均意义上的。

时段平均化以后,水电站及其水库动力参数的具体计算和相互之间的关系规定如下各式

$$\begin{aligned} I_k &= \frac{1}{\Delta t} \int_{t_{k-1}}^{t_k} I dt \\ Q_k &= \frac{1}{\Delta t} \int_{t_{k-1}}^{t_k} Q dt \\ Z_{uk} &= \frac{1}{2} [Z_u(t_{k-1}) + Z_u(t_k)] \\ Z_{dk} &= Z_d(Q_k) \\ Z_u &= Z_u(V) \\ H_k &= Z_{uk} - Z_{dk} \\ P_k &= 9.81 \eta Q_k H_k \end{aligned}$$

式中: $Z_{dk} = Z_d(Q_k)$ 指时段下游水位和时段流量间的关系,它与稳态的下游水位与流量关系有所不同,但一般计算中忽略其差别; $Z_u = Z_u(V)$ 指水库上游水位与水库存水关系; η 为水电站效率,它小于 1,在调度计算过程中,可根据水电站规模的大小取为不同常数。

时段水能计算一般包括下面两种情况:

- (1) 已知时段初水库存水(库容) V_{k-1} 、时段来水 I_k 和用水 Q_k ,求时段末水库存水(库容) V_k 和时段出力 P_k ;
- (2) 已知时段初水库存水 V_{k-1} ,时段来水 I_k 和出力 P_k ,求时段末水库存水(库容) V_k 和用水 Q_k 。

水库库容

$$V_k = V_{k-1} + I_k - Q_k$$

时段初上游水位

$$Z_u(t_{k-1}) = Z_u(V_{k-1})$$

时段末上游水位

$$Z_u(t_k) = Z_u(V_k)$$

时段下游水位

$$Z_{dk} = Z_d(Q_k)$$

时段水头

$$H_k = \frac{[Z_u(t_{k-1}) + Z_u(t_k)]}{2} - Z_{dk}$$

时段出力

$$P_k = A Q_k H_k$$

若为第一种情况,则只需按公式计算求得 V_k 和 P_k 。上述计算可以逐时段连续进行,当已知年初水库存水 V_0 和各时段的天然来水和用水(即 I_k 和 Q_k , $k=1, 2, \dots, K$)

时,逐时段进行上述计算后可求出各时段的运行情况,即出力、下游水位、上游水位、水库存水量的逐时段值及变化过程。

第二种情况是第一种情况的反问题,需要通过试算才能求得解答。通常采用的步骤是:先假定一个 Q_k 值,进行与前述类似计算,求得一个出力值 P ,其次是比较 P 是否与给定出力值 P_k 相等,否则重新假定 Q_k ($Q_k = Q_k + \Delta Q$), ΔQ 为步长(可采用变步长),再进行计算,直到求得的出力与已知出力十分接近。

上述计算也可以逐时段连续进行。当已知年初水库存水 V_0 和年内 I_k 及 P_k ($k=1, 2, \dots, K$) 时,逐时段完成上述计算后即可求出各时段的运行状态和情况。把前一年的结束条件转作下一年的初始条件,这种计算可以连续进行若干年,从而得出若干年的运行情况。

第一种情况的水能计算是一个简单的顺序过程,第二种情况因为需要试算,是一个逐次逼近过程,图 6.5-5 列出了第二种情况的计算程序流程图(在此过程中,假定初始 Q_k 等于时段来水 I_k)。

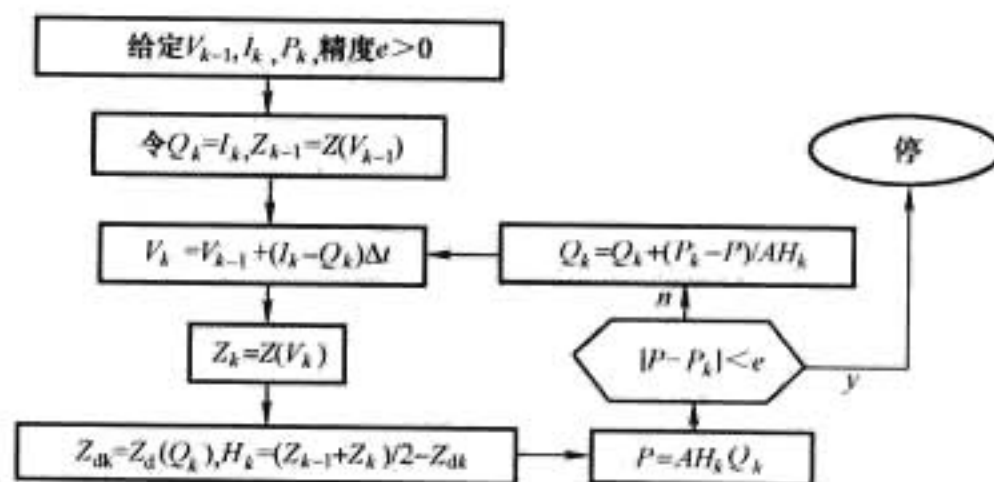


图 6.5-5 已知初状态、出力和来水的水能计算程序流程图

5.2 水库发电常规调度图的绘制

为了使水电站的运行很好地满足电力系统对其提出的可靠性和经济性的要求,避免出现人为的差错而造成不应有的损失,目前仍广泛采用常规调度图来指导水电站水库的运行调度。常规调度图的绘制方法是:从历史实测的径流资料中选出若干与水电站设计保证率相应的水文过程,以水电站设计参数为约束、以水库特征水位为边界条件进行径流调节计算,得出与各水文过程相应的水库蓄水过程线,然后分别取其上、下包线得上、下基本调度线;再以上、下基本调度线为边界条件,往上绘制加大出力线,往下绘制降低出力线。出力值等于电站在相应水头下所能发出的最大出力,那根加大出力线叫预想出力线。这样,整个水电站水库的蓄水空间便被分成了若干个区域。图 6.5-6 给出了水电站水库调度图的示意图。

年调节水库的工作特性是在一个水文年度内调节径流,即用水库储蓄丰水期的余水,待到枯水期时用这部分余水补充天然径流的不足来供电站发电。一般说来,年调节水电站的工作可能出现三种情况:第一种情况是在来水较丰时,水电站在枯水期能向电力系统提供大于其设计值的出力(或电能);第二种情况是在来水特枯的年份,水电站在枯水期只能向系统提供小于其设计值的出力(或电能);第三种情况是在来水频率等于水电站的设计保证率时,电站向系统提供的出力(或电能)刚好等于其设计值。第三种情况的水文年叫设计枯水年,发电水库的基本调度线就是依据它来绘制的。发电水库的基本调度线,可按供水期和蓄水期分别绘制,也可按整个调节周期连续绘出。为了更好地了解水库的

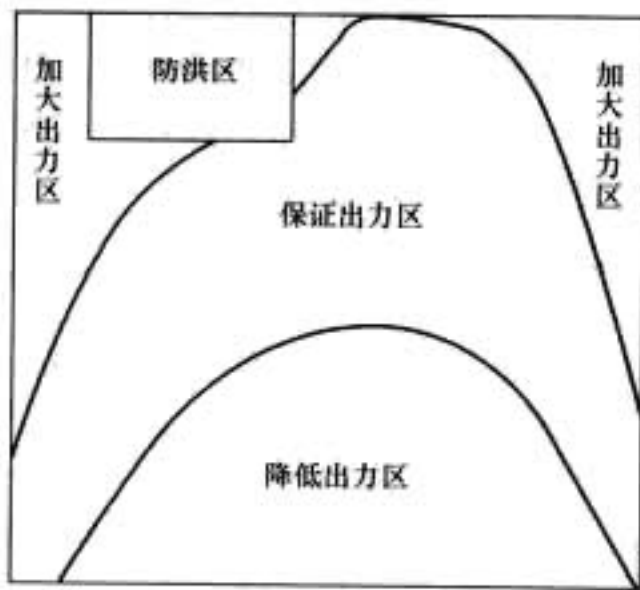


图 6.5-6 水电站水库常规调度图示意图

作用及其运行的物理机制，现介绍按供、蓄水期分别绘制的方法。

(1) 设计枯水年的选取。设计枯水年又叫设计典型年。一般取年度供水期水电站平均出力或调节流量满足设计保证率要求的年份为设计枯水年，可在供水期平均出力保证率曲线或供水期调节流量保证率曲线上求出与设计保证率相应的平均出力或调节流量，再在实际径流系列中选取供水期平均出力或调节流量与之相近的年份即为所求。因供水期平均出力或调节流量接近设计值的年份往往有若干个，这些年份的年内径流过程不同，因而发同样保证出力的水库蓄水过程亦不同，因此应选取若干个符合设计保证率的典型年以体现河川径流的多变性。

(2) 年调节发电水库供水期基本调度线的绘制。在供水期，水电站水库调度的任务是：对于保证率等于或小于设计保证率的设计枯水年和丰水年，在发足保证出力的前提下，充分利用水库的蓄水量和水头，适当加大水电站出力，使水库在供水期末消落至死水位；对于保证率大于设计保证率的特枯水年份，在充分利用水库有效蓄水的前提下，尽量减轻水电站正常工作遭破坏的深度。供水期基本调度线就是为保证完成上述水库调度基本任务而绘制的。具体作法是：对各设计典型年来水过程，分别按保证出力图自供水期末的死水位开始，逆时序进行已知出力的水能计算至供水期初，求得各典型年供水期蓄水过程并将其点绘于坐标图中，而后，作这些蓄水过程线的上、下包线，即得上基本调度线和下基本调度线。

(3) 年调节发电水库蓄水期基本调度线的绘制。一般而言，水电站在丰水期除能按保证出力图工作外，还有多余水量。这些多余水量应首先用来保证水库到汛末能蓄满，然后再用来加大出力。因此蓄水期水库发电调度的任务是：在保证水电站工作可靠性和使水库蓄满的前提下，尽量利用余水加大出力，以增加水电站的电量效益。蓄水期基本调度线就是为保证完成上述任务而绘制的。其绘制方法与供水期的基本相同，即根据所选取的各设计典型年的来水过程，自各年蓄水期末的正常蓄水位或防洪限制水位开始，按保证出力图逆时序进行水能计算，求得与各来水过程相应的蓄水过程并将其点绘于坐标图中，作上、下外包线，即得如图中标明的水库蓄水期的上基本调度线和下基本调度线。

5.3 随机优化调度模型与方法

鉴于降雨、径流、灌溉用水、系统负荷的随机性，水电站水库的长期最优运行调度问题是一个非确定性的多阶段决策问题。径流过程的随机描述，是将入库径流过程视为以年为周期的随机过程。在水库优化调度中，水库入流常采用马尔可夫过程描述。

在水库运行管理阶段，水库运行所寻求的最优策略，是指水库在长期运行中获得的最佳运行效益相应的策略（或方式）。当入库径流作为随机过程描述时，水库蓄水状态转移过程属于无后效的马尔可夫过程。同时，水库的输出变量（供水量或水电站出力等）即成为随机模型的决策变量。不同的决策过程制约着水库的蓄水状态转移过程，并伴随着不同的运行效益。因此，水库最优调度的随机模型，是一个伴随决策效益的马尔可夫过程，通常称为马尔可夫决策过程。由于马尔可夫决策过程在寻求最优运行策略时，必须借助于数学规划的技术方法（如动态规划、线性规划等），因此，常把马尔可夫决策过程称为马尔可夫决策规划。

5.3.1 模型

水库优化运行的目标通常有安全、可靠和经济三个方面。

(1) 安全。水库通常都有防洪、灌溉等综合利用任务，为了防洪需要设置防洪库容，因而用于发电的库容是有限的，用 \bar{V}_k 表示时段 k 允许发电使用的最大库容，则保证防洪要求的条件可表示为

$$V_k \leq \bar{V}_k$$

此外还有一些必须被满足的约束：水库存水下限约束、水电站设备容量约束和水轮机过水流量约束，分别表示为：

$$V_k \leq V_k, P_k \leq P_k \leq \bar{P}_k, Q_k \leq Q_k \leq \bar{Q}_k$$

这些约束都归入安全考虑，是因为违反这些约束都为安全要求所不允许或技术上不可能实现。

(2) 可靠。电力系统从供电的可靠性出发，规定水电站的保证出力 P_f ，若时段的实际出力 P_k 大于或等于保证出力 P_f ，则称为正常，而若 P_k 小于 P_f ，则称破坏，可靠性要求为

$$E\left(\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n n_k\right) \geq P^b, n_k = \begin{cases} 1, & P_k \geq P_f \\ 0, & P_k < P_f \end{cases}$$

式中： P^b 为规定的保证率。

(3) 经济。水电站发电通过电网向用户供电，从而产生发电效益。在水电站长期运行问题中，发电效益可由时段发电量（或时段出力）表示，再考虑可能承担调峰任务及峰谷电价差等因素后，时段 k 的发电效益 B_k 是一个因时段而异的时段出力 P_k 的确定函数，表示为

$$B_k = B_k(P_k)$$

考虑到时段出力 P_k 能用 V_{k-1} 、 I_k 和 Q_k 计算得出，故又有

$$B_k = B_k(V_{k-1}, I_k, Q_k)$$

这样，经济性要求可用

$$\max E\left[\sum_{k=1}^n B_k\right]$$

表示，即使水电站年发电效益的期望值最大。

水库优化调度问题中，安全、可靠、经济要求的重要程度是一安全、二可靠、三经济。为了保证这个顺序我们把反映安全性的要求化成对决策选择的限制，即

$$u_k \in \Omega_k, \Omega_k = \Omega_k(V_{k-1}, I_k), k = 1, 2, \dots, n$$

式中： Ω_k 为允许决策集合。允许决策集合中的决策都能满足安全性要求。

于是，优化模型可表示为

$$\begin{aligned} & \max E\left[\sum_{k=1}^n B_k\right] \\ & \text{s. t. } u_k \in \Omega_k, k = 1, 2, \dots, n \\ & E\left(\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n n_k\right) \geq P^b \end{aligned}$$

即在安全、可靠性条件的前提下,使年发电效益的期望值达到最大。

考虑可靠性约束的一个行之有效的方法是在时段效益计算中引入惩罚项。具体做法是:当时段出力 P_k 低于规定的保证出力 P_f 时,从该时段的效益 B_k 中减去惩罚项,即

$$B'_k(V_{k-1}, I_k, Q_k) = B_k(V_{k-1}, I_k, Q_k) - P_k^b$$

式中: P_k^b 为惩罚项。

一般取为

$$P_k^b = \begin{cases} 0, & P_k \geq P_f \\ \alpha(P_f - P_k)^\gamma, & P_k < P_f \end{cases}$$

加入惩罚项后,模型变成

$$\begin{aligned} & \max E \left[\sum_{k=1}^n B'_k \right] \\ & \text{s. t. } u_k \in \Omega_k, k = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

5.3.2 动态规划方法

研究一个水库的优化调度,一年时间被划分为 n 个时段。在 k 时段初,水库存水 V_{k-1} 、已知,时段平均入库流量 I_k 由预报可得,组成的向量 (V_{k-1}, I_k) 反映水库的运行情况,可作为状态变量,那么 $k+1$ 时段初的水库运行状态向量为 (V_k, I_{k+1}) ; 决策 u_k 可取泄水流量 Q_k 或时段平均出力 P_k ,从状态 (V_{k-1}, I_k) 转移到状态 (V_k, I_{k+1}) 的概率正好就是径流 $I_k = x_i$ 的条件下, $k+1$ 时段径流出现 $I_{k+1} = x_j$ 的条件概率即 $p_{i,j}(k)$,这是因为转移概率是一种条件概率,在出现 (V_{k-1}, I_k) 的条件下, V_k 决定于 V_{k-1}, I_k 和 Q_k ,这三者都不是随机量,因而 V_k 也不是随机量,只有 I_{k+1} 是随机的,所以状态转移的实质就是 $I_k = x_i$ 到 $I_{k+1} = x_j$ 的转移。即

$$P^b\{(V_k, I_{k+1}) | (V_{k-1}, I_k)\} = p_{i,j}(k)$$

即有状态转移方程(规律)

$$V_k = V_{k-1} + [I_k - Q_k(u_k)] \cdot \Delta t_k$$

$$P^b\{I_{k+1} = x_j | I_k = x_i\} = p_{i,j}(k), j = 1, 2, \dots, m$$

水库优化调度的一个主要目的就是要确定调度规则函数 $u_k = u_k(V_{k-1}, I_k)$ 。

在时段初,我们将时段划分为过去期、面临期和余留期。显然,随着逐时段运行过程,这种划分将发生变化。定义最优余留效益值函数(简称最优值函数) $R_k(V_{k-1}, I_k)$,它表示在 k 时段水库存水状态为 V_{k-1} ,时段来水为 I_k 条件下,按最优决策运行到最后(即余留期)可得到的总发电效益期望值。 $R_{k+1}(V_k, I_{k+1})$ 则为在 $k+1$ 时段水库存水状态为 V_k ,时段来水为 I_{k+1} 条件下,从 $k+1$ 时段到 n 时段的最优发电效益期望值。

按照各参量的物理意义,可得如下递推方程

$$R_k(V_{k-1}, I_k = x_i) = \max_{u_k \in \Omega_k} \{B'_k(V_{k-1}, I_k, u_k)\} +$$

$$\sum_j P^b\{I_{k+1} = x_j | I_k = x_i\} \cdot R_{k+1}(V_k, x_j)$$

边界条件 $R_{n+1} = 0$ 启动递推计算。

对上式说明如下:首先,从时间上看, $R_k(V_{k-1}, I_k)$

较 $R_{k+1}(V_k, I_{k+1})$ 多包含了时段 k 的效益,即 $B'_k(V_{k-1}, I_k, Q_k)$,所以从总体趋势上看, $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 为 R_{k+1} 和 B'_k 之和;其次, $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 相应于水库运行状态向量 (V_{k-1}, I_k) ,而 $R_{k+1}(V_k, I_{k+1})$ 则相应于水库运行状态向量 (V_k, I_{k+1}) ,从状态向量 (V_{k-1}, I_k) 转移到 $R_{k+1}(V_k, I_{k+1})$ 的转移概率为 $P^b\{I_{k+1} =$

$x_j | I_k = x_i\} = p_{i,j}(k)$ 。因为在 V_{k-1}, I_k 给定的条件下, u_k 按最优调度规则函数决定后, V_k 便被确定,但 I_{k+1} 还是随机的,所以在 V_{k-1}, I_k 确定时相应的从 $k+1$ 时段到 n 时段的最优发电效益期望值应表示为

$$\sum_j P^b\{I_{k+1} = x_j | I_k = x_i\} \cdot R_{k+1}(V_k, x_j)$$

最后,通过决策 u_k 的寻优, $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 是最优效益期望值,使其达到最优的决策 u_k 为最优决策。

动态规划的求解步骤如下:

(1) 令 $k=n$,按动态规划递推方程和初始条件得

$$R_k(V_{k-1}, I_k) = \max_{u_k \in \Omega_k} \{B'_k(V_{k-1}, I_k, u_k)\}$$

在不同的 V_{k-1}, I_k 条件下,可求得余留效益函数 $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 和相应的最优决策 $u_k = u_k(V_{k-1}, I_k)$ 。

(2) 令 $k=k-1$,即逐步减少 k ,按动态规划递推方程,可求得余留效益函数 $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 和相应的最优决策 $u_k = u_k(V_{k-1}, I_k)$, $k=n, n-1, \dots, 1$ 。

(3) 完成 n 个时段(一年)的递推计算后,转换初始条件,即以 $R_{n+1}(V_n, I_{n+1}) = R_1(V_0, I_1)$ 取代初始条件 $R_{n+1} = 0$,然后逐次令 $k=n, n-1, \dots, 1$,重复上述步骤,得出第二年新的余留效益函数 $R_k(V_{k-1}, I_k)$ 和相应的最优决策 $u_k = u_k(V_{k-1}, I_k)$, $k=n, n-1, \dots, 1$ 。然后再转换初始条件,用同样的方法进行第三年的计算。

可以证明,随着计算年数的增加,得出的调度规则函数将趋于稳定,并最终收敛于最优的调度规则函数。所以在进行逐时段递推计算得出的逐时段的调度规则函数时,如果得出的结果和已有的结果(前一年计算的结果)相同,便可停止计算,并以此调度规则函数为最优调度规则函数。

为寻求满足可靠性要求的最优调度规则,需要计算和某个调度规则函数相应的实际保证率,以及建立一种改进程序,以在实际保证率不满足规定要求时改变调度规则。

定义 $m_k(V_{k-1}, I_k)$ 表示在 k 时段,水库存水为 V_{k-1} 、来水为 I_k 条件下,按最优决策运行到最后,余留期正常运行时段数的期望值,并定义

$$n_k(u_k^*) = \begin{cases} 1, & P_k \geq P_f \\ 0, & P_k < P_f \end{cases}$$

则可得 $m_k(V_{k-1}, I_k)$ 满足的递推方程

$$\begin{aligned} m_k(V_{k-1}, x_i) &= n_k(u_k^*) + \\ & \sum_j P^b\{I_{k+1} = x_j | I_k = x_i\} \cdot m_{k+1}(V_k, x_j) \end{aligned}$$

初始条件 $m_{n+1} = 0$ 启动递推计算。和计算余留效益函数类似,计算完一年后,要转换初始条件 $m_{n+1}(V_n, I_{n+1}) = m_1(V_0, I_1)$,然后进行第二年的计算,如此继续直到计算结果收敛。

动态规划时段划分及递推计算过程如图 6.5-7 所示。

按最优调度规则运行的年保证率为

$$P^b = m_1(V_0, I_1) / n$$

当计算所得的保证率小于设计保证率时,则调整惩罚(增大惩罚系数)后重新计算,直到按稳定的最优调度规则函

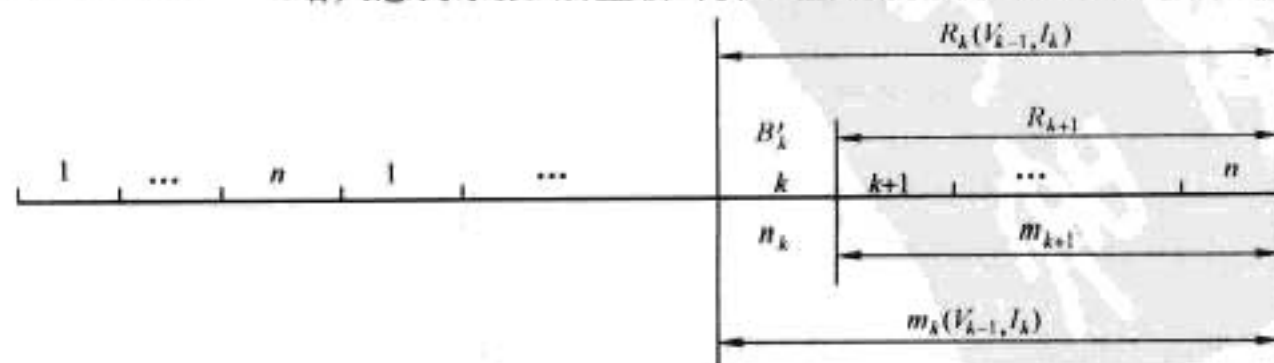


图 6.5-7 动态规划递推计算过程示意图

数运行的保证率满足设计保证率的要求为止。

6 流域梯级中长期联合优化运行

6.1 结合水库调度图的梯级水库群联合调度 K 判别法

梯级水电站参加同一电力系统联合运行时,当天然流量不能满足电力系统的用电要求时,则需要其中的水库参与供水或蓄水。若由某水库供水,则将因上游水位降低而造成后期时段不蓄能量的损失。为发出同样的附加电能,各水电站的不蓄能量损失是不同的,于是便产生了应由哪个水库供水的问题。同理,若由某水库蓄水,则将因上游水位升高而使得后期来水的不蓄能量增加。由系统中不同水库蓄水产生的能量增加量是不同的。于是便产生了应由哪个水电站蓄水的问题。以 n 个水库的梯级水电站为例加以说明。

设在 j 时刻这部分附加出力是由第 i 级水库单独供水取得,则系统所得附加电能为

$$dE_{i,j} = 0.00272\eta_i F_{i,j} dH_{i,j} (H_i + \dots + H_n)$$

式中 $F_{i,j} dH_{i,j}$ 为从水库取用的水量,由于这部分水量流经下游水电站时同时发出能量,所以相应的总水头为 $(H_i + \dots + H_n)$ 。

设坝址处自 j 时刻开始到供水期末的天然来水总量为 $W_{\text{总}}$,上游各级水库 j 时刻的有效蓄水量分别为 $V_{1,j}$ 、 $V_{2,j}$ 、 \dots 、 $V_{i-1,j}$,水量 $(W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j})$ 由于水头减少 $dH_{i,j}$ 而损失电能。由于第 i 级水库水头降低 $dH_{i,j}$ 引起的能量损失为

$\Delta E_{i,j} = 0.00272\eta_i (W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j}) dH_{i,j}$
增发单位电能所引起的能量损失为

$$K_{i,j} = \frac{\Delta E_{i,j}}{dE_{i,j}} = \frac{W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j}}{F_{i,j} (H_{i,j} + \dots + H_{n,j})}$$

在满足系统要求的条件下,使梯级水电站电能损失最小,无疑是我们追求的目标。因此,增发单位电能所引起的能量损失最小对水库供水是有利的,这就是在供水情况下水电站供水顺序的判别表达式。由以上分析可知, K 值小的水库供水有利。

在梯级水电站中,当各水电站按天然流量发电的出力超过电力系统的用电要求时,需要蓄水以满足系统的供需平衡要求。设在 j 时刻减少出力由第 i 级水库蓄水满足,则系统减发能量为

$$dE_{i,j} = 0.00272\eta_i F_{i,j} dH_{i,j} (H_i + \dots + H_n)$$

由于水库蓄水而导致水头增加,将使系统后期来水的不蓄电能增加。设水库自 j 时刻开始到供水期末天然来水总量为 $W_{\text{总}}$,上游各级水库 j 时刻可供发电的蓄水量分别为 $V_{1,j}$ 、 $V_{2,j}$ 、 \dots 、 $V_{i-1,j}$,水量 $(W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j})$ 将通过水头增量 $dH_{i,j}$ 增发电能。因此,提高水头致蓄水期末梯级电站增发电能为

$$\Delta E_{i,j} = 0.00272\eta_i (W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j}) dH_{i,j}$$

增发单位电能表达式为

$$K_{i,j} = \frac{\Delta E_{i,j}}{dE_{i,j}} = \frac{W_{\text{总}} + V_{1,j} + \dots + V_{i-1,j}}{F_{i,j} (H_{i,j} + \dots + H_{n,j})}$$

在满足系统要求的条件下,使梯级水电站增发电能越多越好。因此,在蓄水期,系统中 K 值大的水库先蓄水有利。

6.1.1 K 判别表达式

从上面两个 $K_{i,j}$ 的公式可以看出,两个表达式的形式完全一样,不管是供水情况还是蓄水情况, K 判别表达式可以统一。

引入量 W_m 表示某水库坝址处自某时刻到供水或蓄水期

末的入库总水量, ΣH 表示本水电站及其下游水电站的总水头, F 表示水库水面面积, ΣV 表示上游梯级各水库可供发电水量,则梯级水库蓄、放水判别式表达式可以表示为

$$K = \frac{W_m + \Sigma V}{F \Sigma H}$$

在满足电力系统用电要求的条件下,使梯级电站电能损失最小或增发电能最大,无疑是我们追求的目标。因此,供水情况下,单位电能所引起的能量损失最小的水库供水是有利的,即 K 值小的水库供水有利;在蓄水期,由 K 值大的水库先蓄水有利。

6.1.2 与水电站水库调度图相结合的 K 判别式法

实际操作中,当系统各水库 K 值相差悬殊时,若完全按照 K 判别式法安排水电站供水或者蓄水,往往会发生供水或者蓄水过于集中的情况,对某一水电站而言,水库将很快被放空或者被蓄满,水电站的发电出力过程将变化很大,从而影响到水电站的综合利用要求,增加水电站弃水或者是水库蓄不满的机会。尤其在蓄水期,按 K 判别式法一般下游水库先蓄水,蓄满后就失去调节能力,当后续时段区间来水量较大时,将产生弃水,而上游水库等到下游各级水库都蓄满后再蓄水时,汛期可能已近末期,已没有多少水可蓄,如此,往往会发生上游梯级水电站水库汛末蓄不满的情况。因此,应采取适当措施,对某个梯级水电站过于集中供水或者集中蓄水的情况进行控制。经初步研究,可以结合水库调度图控制运用的方法来解决。指导水电站运行的水库调度图,能有效避免水库在运行过程中供水或者蓄水过于集中的现象,较好地保证水库综合利用要求和水库的正常运行不致被破坏,并可增加水库群调度的可视性、可控制性和可操作性。

应用与水库调度图相结合的 K 判别式法进行梯级水电站群补偿调节时,水库调度图的应用与单个水电站是不相同的,其基本点是:在保持水电站基本运行特性的同时,根据梯级水电站补偿调节的需要,调度图中各运行区中的发电出力应有一个变动的范围,而不只是一个确定的出力值。根据这一基本思路,经初步研究,拟定如下的控制策略:

(1) 库水位在降低出力区时,水电站按降低出力发电,满足水电站最小出力或者下游生态用水等综合利用要求。

(2) 库水位在保证出力区时,水电站发电出力控制在降低出力与两倍保证出力之间。

(3) 库水位在加大出力区时,水电站发电出力控制在保证出力与预想出力之间。

按上述控制策略,既保持原水库调度图的基本控制要求,又能满足水库群补偿调节时出力有较大变化的要求。而上述的具体控制规则是初步的,根据梯级水电站的具体情况,可进行修正、调整,还可以进一步地细化。

6.2 隐随机优化调度方法

水电站水库群优化调度的目的—般是制定优化调度规则,指导水电站的运行,从而获得较好的效益。水库优化调度主要有二类基本途径,显随机优化和隐随机优化。显随机优化一般将径流过程用 Markov 链来描述,其优化方法的计算结果可直接得到优化调度规则,该方法理论较完善,但由于求径流的条件概率转移矩阵需要较多的历史径流资料 and 计算上的“维数灾”障碍,使应用到库群受到一定的限制。隐随机优化调度方法包含两部分内容:一是针对给定的长系列径流序列,用确定性优化技术,为水库寻求最优运行方式,获得理想的运行经验。二是利用确定性优化得出的水库长系列

运行结果,从中总结规律,制定水电站水库调度规则函数,指导水电站运行。

6.2.1 确定来水条件下的水电站优化计算模型

水电站水库优化调度,对水电站来说其主要目标为发电效益,就是要在安全、可靠等条件下,使计算期内水电站的发电效益最大,由此可得如下优化调度数学模型

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{t=1}^n B_t[P_t(u_t)] \\ \text{s. t. } & u_t \in \Omega_t \end{aligned}$$

式中: t 为时段编号; n 为计算期内时段总数; B_t 为 t 时段的效益函数,即当 t 时段平均出力为 P_t 时,水电站(群)的效益; P_t 为 t 时段的平均出力; u_t 为 t 时段的决策; Ω_t 为 t 时段的允许决策集合; $u_t \in \Omega_t$ 为约束条件。

6.2.2 线性调度函数与回归分析

利用长系列历史径流资料进行的优化计算,得到了长系列的最优运行过程。由于径流过程的随机性和不重复性,这些过程过于“理想”,在实际运行中不可能实现,从而不能直接用这些优化结果指导水电站运行。但这些最优过程中应包含大量的水电站优化运行的规律性信息,如何从这些最优过程中总结水电站优化运行规律,来指导水电站运行,是调度函数要研究的问题。由于调度函数的形式多种多样,目前,水库调度函数的研究较多,针对具体问题,提出了一些方法,取得了一些理论和实用的成果,但还没有形成完整的理论。

考虑同时选用时段末水位或时段出力为决策变量,采用双线性调度函数相互印证和补充,使调度决策更稳定,并获得一定的非线性效果。

考虑到目前中长期径流预报精度不高,影响到优化计算结果的准确性,时间越长,预报的精度越低,据此预报通过优化计算作出的决策越不准确。然而短期预报相对应用性要好一些,因此,有必要进一步寻找一种既简单又实用,且考虑短期径流预报的实时调度规划。

从优化模型不难看出,在来水已知的情况下,水库系统在任何时刻的最优决策应与时段初状态,面临时段来水及以后时期(余留时期)的来水有关,即

$$u_t = f_t(S_t, I_t, I_{t+1}, \dots, I_n)$$

式中: S_t 为第 t 时段初水库状态(水位或存水量); I_j 为 j 时段入库流量。如果能具体写出上式中的函数 f_t ,则当已知水库初状态及以后来水过程,我们就可不必通过优化计算来确定决策,而只需代入上式就可确定决策了。

由于上式的函数中,自变量太多,很难写出具体的函数 f_t ,另外,即使能求出式中的 f_t ,但由于中长期径流预报存在较大误差,由此作出的决策也不一定准确。

目前,短期径流预报已有了相当的准确性,利用短期径流预报作出的决策可能较科学、准确。所以,目前普遍采用的调度函数为

$$u_t = f_t(S_t, I_t)$$

式中: S_t 为系统的时段初状态(水位或存水量); I_t 为面临时段的径流预报值; u_t 为 t 时段的决策,一般取时段末状态、时段出力或发电平均流量。

利用长系列历史径流资料进行的优化计算,得到了长系列的最优运行过程,包括水位过程、出力过程、存水量过程和发电流量过程。虽然这些过程过于“理想”及径流过程的不重复性,使得不能直接用这些优化结果指导水电站运行,这些最优过程中应存在大量的水电站优化运行的规律的信息,如何从这些最优过程中总结水电站优化运行规律,来指导水

电站运行,是调度函数要研究的问题。

(1) 线性调度函数。目前短期径流预报已可得到具有一定的精度和实际应用价值,在决策中利用面临时段的径流预报信息,可能得到更好的决策。调度函数中的式中的 f_t ,一般来说,应是非线性的。但非线性函数关系处理起来比较复杂,且非线性函数有很多类,究竟应该属于哪一类非线性函数也很难说清楚。线性函数比较简单,且任一光滑的非线性函数在一定范围内,都可用线性函数(切线或切面)来近似。所以,目前一般假设调度函数 f_t 是线性的,即假设

$$U_t = AI_t + BS_t + C$$

式中: A, B, C 为待辨识的参数,若水电系统共有 m 个水电站,则 A, B 为 $m \times m$ 矩阵, C 为 m 维向量。调度函数的形式设定后,余下的工作就是如何从历史资料(确定性优化计算结果数据)中,求出系数 A, B, C 。

(2) 参数辨识。设有 n 组历史资料 $(U_t^{(1)}, I_t^{(1)}, S_t^{(1)}), (U_t^{(2)}, I_t^{(2)}, S_t^{(2)}), \dots, (U_t^{(n)}, I_t^{(n)}, S_t^{(n)})$, 一般来说,不存在常数 A, B, C , 使 $U_t^{(j)} = AI_t^{(j)} + BS_t^{(j)} + C (j = 1, \dots, n)$ 都严格成立。对一组常数 A, B, C 称 $U_t^{(j)} - (AI_t^{(j)} + BS_t^{(j)} + C)$ 为残差。残差绝对值的大小反映函数对历史资料拟合的好坏,所以,我希望残差平方和尽量小,即求 A, B, C 使

$$\begin{aligned} \min_{A, B, C} \quad & \sum_{j=1}^n [U_t^{(j)} - (AI_t^{(j)} + BS_t^{(j)} + C)]^T \\ & [U_t^{(j)} - (AI_t^{(j)} + BS_t^{(j)} + C)] \end{aligned}$$

如果记 $\Theta = (A, B, C)^T$ 为待辨识的参数矩阵,记

$$\begin{aligned} X &= \begin{bmatrix} I_{t1}^{(1)} & \dots & I_{tm}^{(1)} & S_{t1}^{(1)} & \dots & S_{tm}^{(1)} & 1 \\ I_{t1}^{(2)} & \dots & I_{tm}^{(2)} & S_{t1}^{(2)} & \dots & S_{tm}^{(2)} & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ I_{t1}^{(n)} & \dots & I_{tm}^{(n)} & S_{t1}^{(n)} & \dots & S_{tm}^{(n)} & 1 \end{bmatrix} \\ Y &= \begin{bmatrix} u_{t1}^{(1)} & \dots & u_{tm}^{(1)} \\ u_{t1}^{(2)} & \dots & u_{tm}^{(2)} \\ \dots & \dots & \dots \\ u_{t1}^{(n)} & \dots & u_{tm}^{(n)} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

为观测数据矩阵,则系数的解可简洁地写为

$$\Theta = (X^T X)^{-1} X^T Y$$

(3) 存在的问题。该方法虽然计算简单,调度规则用到了所有水库的状态,从形式上看比较全面,但也存在一些问题值得研究。① 对于回归方程,我们总是希望从回归方程中剔除那些可有可无的变量,以使建立的回归方程尽量简单。② 参数太多。对 m 座水库来说,总共有 $2m^2 + m$ 个参数,对其中任一水库,都用 $2m + 1$ 个参数,而水文资料是有限的,这样可能出现“过拟合”的现象。③ 对梯级水库区间来水之间,一般存在较强的相关性,这样,回归系数矩阵 X 中会出现列向量接近线性相关,矩阵 $X^T X$ 接近奇异,这样得到的系数的估计值的性能不是很好,数值稳定性较差。

6.2.3 逐级回归线性调度函数

6.2.3.1 逐级回归线性调度函数

由于全面回归可能存在的一些问题,我们考虑各库逐级回归。

对单库来说,涉及的状态只有该库的时段初的存水 S_{t-1} 和入库流量 I_t 两个变量。其入库流量 I_t , 对梯级的第一库来说,即为天然入库径流,而对第 j 库,则是其天然的区间入库流量与第 $j-1$ 库下泄流量的和

$$I'_j = I_j + Q_{j-1}$$

如果仍假设调度函数是线性的,则有

$$u_t = aI'_t + bS_{t-1} + c$$

这时,对 t 时段,每个水库只有 3 个参数要确定,回归计算数值稳定性比全面回归要好。

虽然从形式上看,调度函数只有两个变量 S_{t-1} 和 I'_t , 好像太简单,但入库流量 I'_t 中包含了上一水库的泄流 Q_{j-1} , 而 Q_{j-1} 中包含有从第一库到第 $j-1$ 库的状态的信息。且如果决策变量 u_t 取末水位或时段出力,则 Q_{j-1} 还是这些状态的非线性函数。这样线性调度函数还具有一定的非线性性。

与全面回归相比,逐级回归线性调度函数中,少了下游各水库的存水和区间入库流量信息。从直观上看,这也是比较合理的。因为下游水库的运行状态,对上游水库的运行,虽然有影响,但不像上游对下游的影响直接,作用较小。为使调度函数尽量简单,回归计算后,一般都要进行主因分析和显著性检验,以去掉那些影响不显著的变量。对梯级水库进行逐级线性回归,正好符合这一原则。

6.2.3.2 相邻时段径流独立条件下的线性调度函数

由回归分析理论可知,当观测矩阵 X 的列接近线性相关时,回归系数的计算数值稳定性较差、计算误差较大。而水库的优化运行状态可能具有一定的规律性,如汛期末水库水位可能都接近正常水位,而在非汛期,水库天然入库径流变化较小,也接近于常数。这样 X 的列接近线性相关,计算误差可能影响调度函数的准确性。

从径流资料的统计分析我们发现,汛期安康水库相邻时段见入库径流的相关性不是很强,可以近似地看成是相互独立的。

由回归分析可知,线性调度函数的形式为

$$u_t - \bar{u}_t = a(I_t - \bar{I}_t) + b(S_{t-1} - \bar{S}_{t-1})$$

其中, \bar{S}_{t-1} , \bar{I}_t , \bar{u}_t 分别为时段的平均状态,平均入库流量和平均决策值。则 $S_{t-1} - \bar{S}_{t-1}$ 为状态与平均值的偏差,是以前水库入流的综合反应和总结,与以后水库来水无关, $I_t - \bar{I}_t$ 为来水与平均值的偏差,当相邻时段径流独立时,也与以后水库来水无关,这时 $S_{t-1} - \bar{S}_{t-1}$ 与 $I_t - \bar{I}_t$ 具有同等价值,如果以水库存水量 V 为状态,则调度函数中,其

$$\begin{aligned} a_{V_t} &= \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(V_t^{(j)} - \bar{V}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2} \\ &= \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t - Q_t^{(j)} + \bar{Q}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2} \\ &= 1 - \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(Q_t^{(j)} - \bar{Q}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2} \\ &= 1 - a_Q \end{aligned}$$

系数应相等,即 $u_t - \bar{u}_t = a(V_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I_t - \bar{I}_t)$ 。系数可由一元线性回归方法得到

$$a = \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(u_t^{(j)} - \bar{u}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2}$$

从而得线性调度函数 $u_t = a(V_{t-1} + I_t) + b$ 。

6.2.4 双决策变量线性调度函数

6.2.4.1 双线性决策函数

水电站调度的决策变量可以是末水位(库容)、出力和发电引用流量,而这些变量之间具有紧密的函数关系,在初状态给定和入库径流已知的条件下,取定一个变量的值,其他变量的值可计算得到。若选用不同的决策变量,即使用同样的方法,所得决策也是不同的。

选定决策变量后,线性回归方法能保证该决策变量能与最优决策尽量接近,但由此计算出的其他变量可能与最优决策相去甚远。能否选出调度函数使他们都比较接近原最优决策。

在径流独立条件下, $V_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I_t - \bar{I}_t$ 反映时段总水量与平均情况的差,即是多出(或少于)平时的部分,这部分水的一部分通过泄流用来发电,一部分通过水库储存。若选发电量为决策变量,且用线性决策函数,由上式可得

$$a_Q = \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(Q_t^{(j)} - \bar{Q}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2}$$

而如果选末库容作决策变量,则有

$$a_{V_t} = \frac{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)(V_t^{(j)} - \bar{V}_t)}{\sum_{j=1}^n (V_{t-1}^{(j)} - \bar{V}_{t-1} + I_t^{(j)} - \bar{I}_t)^2}$$

由水量平衡方程

$$V_t^{(j)} = V_{t-1}^{(j)} + I_t^{(j)} - Q_t^{(j)}$$

则

$$\bar{V}_t = \bar{V}_{t-1} + \bar{I}_t - \bar{Q}_t$$

以末库容为决策变量的一元回归系数可写为

同理,如果选出库流量作决策变量,采用二元线性回归方法,可得调度函数的系数 a_Q, b_Q, c_Q ,由于水量平衡方程,则以末库容为决策变量的二元回归调度函数的系数 $a_{V_t}, b_{V_t}, c_{V_t}$ 必满足

$$\begin{aligned} a_Q + a_{V_t} &= 1 \\ b_Q + b_{V_t} &= 1 \end{aligned}$$

由水库水位—库容关系,存水量与水位具有函数关系,同样,时段平均发电出力与水电站引用流量具有函数关系,但这些函数关系一般是非线性的。当水位和出力作微小变化 $\Delta Z, \Delta H$ 时,水库库容和发电流量相应地也有微小变化 $\Delta V, \Delta Q$,且近似地有

$$\begin{aligned} \Delta V &\approx F(Z) \Delta Z \\ \Delta Q &\approx \frac{\Delta P}{\Delta H} \end{aligned}$$

为此,对末水位和时段平均出力做如下变换

$$\begin{aligned} Z'_t &= (Z_t - \bar{Z}_t) S(\bar{Z}_t) \\ P'_t &= \frac{P_t - \bar{P}_t}{\Delta H_t} \end{aligned}$$

式中: $S(\bar{Z}_t)$ 为时段末水位平均值对应的水库面积; A 为发电系数; \bar{H}_t 为时段水头的多年平均值。

考虑选决策函数使如下误差值

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n [Z'^{(j)}_t - a_Z (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)]^2 + \\ \sum_{j=1}^n [P'^{(j)}_t - a_{P'} (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)]^2 \end{aligned}$$

最小,并且满足 $a_Z + a_{P'} = 1$ 。

解此问题得

$$\begin{aligned} a_Z &= \frac{\sum_{j=1}^n (Z'^{(j)}_t - P'^{(j)}_t) \cdot (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)}{2 \sum_{j=1}^n (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)^2} + \frac{1}{2} \\ a_{P'} &= \frac{\sum_{j=1}^n (P'^{(j)}_t - Z'^{(j)}_t) \cdot (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)}{2 \sum_{j=1}^n (V^{(j)}_{t-1} - \bar{V}_{t-1} + I^{(j)}_t - \bar{I}_t)^2} + \frac{1}{2} \end{aligned}$$

然后将它们转换成末水位和出力的系数

$$\begin{aligned} a_Z &= a_Z / S(\bar{Z}_t) \\ a_{P'} &= a_{P'} \cdot \Delta H_t \end{aligned}$$

6.2.4.2 决策规则

对双线性调度函数,当选定末水位调度函数进行决策,可得时段末水位决策值 Z_{decis} ,由时段水能计算可得相应的时段平均出力值 P_{result} ;用出力函数作决策,可得时段出力决策值 P_{decis} ,时段水能计算可得对应的时段末水位 Z_{result} 。由于两变量之间的非线性关系,同一变量的决策值和计算值可能不相等,选择什么作为最终的决策呢。

我们注意到,水电站的最优调度线有这样一些规律,在不至于弃水的情况下(如非汛期),一般尽量抬高水位,这时一般只发保证出力,出力值比较有规律,水位变化可能比较大;而在有些时段,水位比较有规律,如汛期末,为保证非汛期有充足的水能,水位应尽量接近正常水位。如果制定的调度规则能反映这些规律,将可获得较好的调度效果。

变量取值的规律性可由它的方差来衡量,方差小的规律性强。设变量 Z'_t, P'_t 的标准差分别为 σ_Z, σ_P ,当决策值与计算值存在差距时,考虑各变量取值的规律性,对决策值作如下修正

$$\begin{aligned} Z'_{\text{decis}} &= \frac{\sigma_P Z_{\text{decis}} + \sigma_Z Z_{\text{result}}}{\sigma_P + \sigma_Z} \\ P'_{\text{decis}} &= \frac{\sigma_Z P_{\text{decis}} + \sigma_P P_{\text{result}}}{\sigma_P + \sigma_Z} \end{aligned}$$

反复迭代修正,直至决策值和计算值相差达到精度要求为止。这个修正公式的意思是偏向于按标准差小的决策变量对应的调度函数进行调度。



第6章 水库及流域梯级防洪优化运行

洪水现象是水流的一种自然现象,是指江河在较短时间内发生的流量迅猛增加及水位急剧上涨的现象。按洪水的发生地区可分为河流洪水、湖泊洪水、风暴潮洪水、山洪和海啸等;按洪水的成因可分为暴雨洪水、融雪洪水、冰川洪水、冰凌洪水、雨雪混合洪水、溃坝洪水等六种。洪水频频发生,其形成原因是多方面的,主要受气候、下垫面等自然因素及人类活动因素的影响。

我国是世界上洪涝灾害最为频繁和严重的国家之一,洪涝灾害对社会经济造成的损失占据各种自然灾害的首位。自新中国成立至20世纪末,我国已建成水库8.5万多座,总库容超过5000亿 m^3 ,其中大型水库420余座,总库容达3842亿 m^3 ;已建各类堤防27万余 km ,其中主要堤防7.7万 km ;开辟临时分蓄洪区100余处,可分蓄洪水1000多亿 m^3 。主要江河都形成了由水库、堤防、分蓄洪区组成的防洪工程系统。但与世界其他国家一样,大量投资形成的防洪工程体系,仅仅降低了洪灾发生频度,由于沿河社会经济发展等多种原因,并未带来洪灾损失的减少,1990~2000年,我国洪涝灾害反而有愈演愈烈之势,1991年水灾损失779亿元,1994年达1797亿元,1995年为1653亿元,1996年达2200亿元,1998年竟达2700亿元。这些事实表明,人类改造自然的能力是有限的,工程有标准,就必然有超标准,工程的标准愈高,一旦成灾,其致灾强度将愈大,水灾损失将愈惨重。

防洪是一项复杂而艰巨的任务。目前解决洪水问题,其一是采用综合治理的方针,合理安排蓄、泄、滞、分的工程措施;其二是与之相应的非工程防洪措施,它已经成为防洪规划与管理工作中受到重视的研究课题,这样才能充分发挥防洪系统的作用,达到流域防洪减灾的目的。这里工程措施主要包括堤防、河道整治工程、水库等。防洪非工程措施范围极为广泛,包括洪泛区管理、避洪安全设施、洪水预报与警报、安全撤离计划、洪水保险等。

兴建水库是对洪水起有效控制作用的防洪工程措施。利用水库调蓄洪水,削减洪峰,对提高江河防洪标准,减轻或避免洪水灾害,起着十分重要的作用。随着兴建和投入运用的水库数目的迅速增长,利用水库的库容对洪水起有效的调蓄作用,已成为我国防洪工作的及其重要的内容。

1 防洪调度原理

水库除了平衡河川径流在丰、枯季(期)分布的不均匀性、保证枯水期有足够的发电用水外,在汛期还必须拦蓄洪水而发挥调洪作用。运行水库防洪调度的任务是,根据规划设计或防洪复核选定的水库工程洪水标准(设计标准和校核标准)和下游防护对象的防洪标准,以及根据水库当年的大坝质量、泄洪设备和配套工程的实际情况,按照水库与下游河道堤防和分、蓄洪区防洪体系配合运用原则及泄洪方式,在确保水库工程安全的前提下,对入库洪水进行拦蓄和控制泄放,保障下游防护对象安全,并尽可能发挥水库最大的综合效益。这可概括为:①确保大坝安全;②尽可能保障下游防护对象的安全;③统筹安排,发挥水库综合效益。当水库

上游一定蓄水位以上有不允许淹没的对象时,水库防洪调度就会有保证上游防洪安全的任务。

为完成上述任务,水库防洪调度必须遵循的原则是:①在确保水库大坝安全的前提下,最大限度地发挥水库对上、下游的防洪作用,显然大坝安全是首要的,因为大坝不安全下游便无安全可言;②在满足前一条原则的条件下,正确处理防洪与兴利的关系,力求少留专门调洪库容,尽量使防洪库容结合兴利,并通过预报调度重复利用,减少无益弃水,充分利用有效库容,提高水库综合效益;③力求合理核定调洪参数,使所制定的调洪规则和防洪调度图安全可靠,又切合实际,便于实施;④应根据洪水预报来拟定和不断修正泄洪方式,尽量使下泄流量均匀,以减轻下游的防洪压力。

1.1 水库调洪作用

1.1.1 无闸溢洪道的水库调洪

无闸溢洪道通常称作开敞式溢洪道(Spillway)。如图6.6-1(a)所示,在溢洪道上不设置闸门,当库水位超过溢洪道的堰顶高程后,即自行泄流。这种泄洪设施结构简单,造价低廉,操作方便可靠。小型水库常常采用,在水库规划设计的情况下,常假设洪水来临时,库水位正好与堰顶齐平。显然,洪水刚刚入库瞬间,泄流量为零。其后,如图6.6-1(b)、(c),在 $0\sim t_1$ 段内,因入库流量 Q 大于出库流量 q ,有余水不断蓄于水库中,库水位 Z 随之上涨,堰顶水深加大,下泄流量 q 也跟着增加。至 t_1 时,溢洪道的泄流量与同一时刻的入库流量相等,这时水库具有最大的蓄洪量 V_h 及相应的最大堰顶水深和最大下泄流量 q_m 。 t_1 以后,入库流量小于同一时刻的下泄流量,所以水库水位和下泄流量也随之逐渐减小,至 t_2 时,水位恢复到堰顶高程,这次调

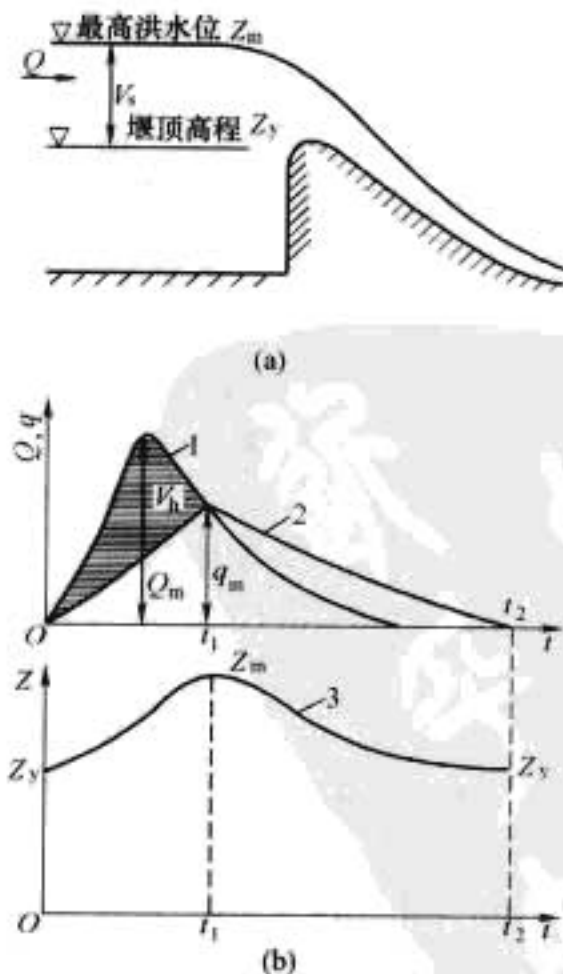


图 6.6-1 无闸溢洪道水库的调洪作用
1—入库流量过程线; 2—出库流量过程线;
3—库水位过程线

洪过程即告终止, 腾空的调洪库容, 将迎接下一次洪水, 这便是水库调洪作用。

1.1.2 设闸溢洪道的水库调洪

在溢洪道上设置闸门, 虽使投资增加, 操作复杂, 但控制运用较为灵活, 常常给大中型水库的防洪兴利带来巨大好处, 尤其对于承担了下游防洪任务的水库。所以较大的水库枢纽多设置具有闸门的溢洪道, 如图 6.6-2 (a) 所示。

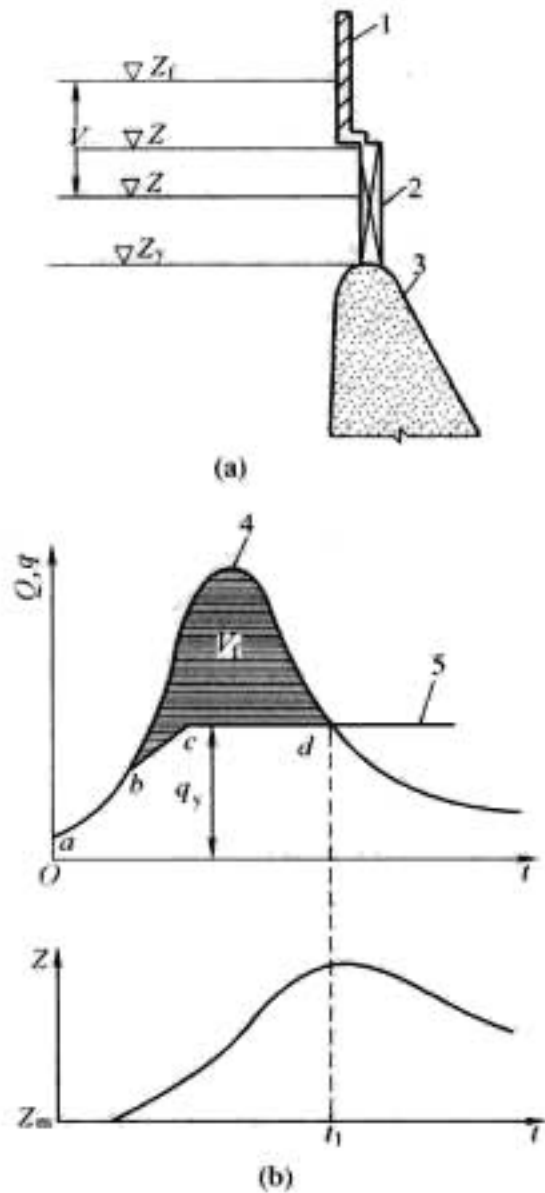


图 6.6-2 有闸溢洪道水库的调洪作用
1—胸墙; 2—闸门; 3—溢洪道; 4—入库流量过程线 (相当于下游防洪标准的); 5—出库流量过程线

有闸溢洪道水库的调洪, 视具体条件的不同, 其调洪情况是相当复杂的。在此先以一种比较简单的情况来了解其基本特点。假定入库洪水为下游防洪标准的洪水, 当它来临时库水位 (称起调水位, Initial Regulating Level) 正好为防洪限制水位 Z_x 。因此, 洪水刚刚入库的时候, 堰顶就有一定的水头, 使溢洪道有相当的泄流能力。但为了保证兴利的要求, 显然在没有确切预报的情况下, 不允许闸门全开, 否则 Z_x 以下的水量就会泄出, 这时只能控制闸门开度, 来多少泄多少, 即 $Q=q$, 如图 6.6-2 (b) 中的 ab 段。 b 点以后, 当来水流量 Q 大于 Z_x 水位时闸门全开的下泄能力, 但下泄能力又不超过允许泄量 q_y 时, 显然应使闸门全开, 像无闸溢洪道那样按泄流能力泄洪。由于 $Q>q$, 水库蓄水不断增加, 水位上涨, q 越来越大, 如图中的 bc 段。至 c 点时, 水库下泄能力开始大过水库的允许泄量 q_y 不能继续敞开泄流, 这时应徐徐关小闸门, 按 $q=q_y$ 下泄, 以确保下游防护对象的安全, 如图中的 cd 段。至 d 点时水库蓄洪量达到最大值 V_t , 这就是水库为保证下游防洪安全所必须设置的防洪库容, 与之相应的库水位称作防洪高水位, 以 Z_t 表示。此后, 保持 $q\leq q_y$, 尽快将库水位降至 Z_x , 以便迎接下次洪水。

从以上的分析可知, 不论溢洪道上有无闸门, 洪水在通过水库的过程中, 总是先蓄后泄, 使出库洪水变得平缓, 洪峰流量减小, 泄水历时加长。泄洪建筑物的尺寸越小, 在同一水位时下泄流量也越小, 这将使蓄洪期 [图 6.6-1 (b) 中的

$0\sim t_1$ 段和图 6.6-2 (b) 中的 bcd 段] 内的下泄洪量也越小, 并使所需调洪库容越大。反之, 加大泄洪建筑物尺寸, 将使所需调洪库容减小。即入库洪水、下泄洪水、调洪库容和泄洪建筑物尺寸、调洪方式之间存在着相互关联、相互制约的密切关系, 定量地分析它们之间的这种关系, 也是水库调洪计算 (storage routing) 的任务。

1.2 水库调洪演算的基本原理

洪水进入水库后形成水库的洪水波运动, 在一般情况下属不恒定流状态。其特点是库区各断面的水力要素 (如流速、流量等) 都是随时间变化的。可用连续性方程式和动力方程式来表示, 通常称为圣维南 (Saint-Venant) 方程组。它的基本公式为:

连续性方程式 (或称水量平衡方程式)

$$\frac{\partial Q}{\partial s} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad (6.6-1)$$

动力方程式

$$\frac{\partial Z}{\partial s} = \frac{v^2}{C^2 R} + \frac{v}{g} \frac{\partial v}{\partial s} + \frac{1}{g} \frac{\partial v}{\partial t}$$

式中: A 为过水断面面积, m^2 ; Q 为流量, m^3/s ; s 为沿水流方向的距离, m ; t 为时间, s ; Z 为水位, m ; v 为断面平均流速, m/s ; R 为水力半径; C 为系数; g 为重力加速度。

连续性方程中的 $\frac{\partial Q}{\partial s}$ 表示流量沿流程的变率。 $\frac{\partial A}{\partial t}$ 为过水断面随时间的变率。

动力方程中的 $\frac{\partial Z}{\partial s}$ 表示水面比降。 $\frac{v^2}{C^2 R}$ 是水力摩擦, 又称摩阻项。 $\frac{v}{g} \frac{\partial v}{\partial s}$ 是沿流程而变化的流速水头。 $\frac{1}{g} \frac{\partial v}{\partial t}$ 是随时间而变化的加速水头。

以上方程组目前很难得出精确的分析解, 一般是采用忽略方程式中次要因素, 用简化了的近似解法。水库调洪计算普遍采用的是瞬态法, 该法物理概念较明确, 但计算中常要作较大的简化。至于特征线法, 在数学上较严格, 但工作量大, 目前还很少应用。具体的计算方法有以下几种:

(1) 在一般水库调洪计算中, 只考虑连续性方程式, 是把水库水面当成是水平的, 即水库库容与水库水位成函数关系, 忽略动力方程对调洪的影响, 因而比较简单并能获得较满意的结果。

(2) 进行调洪计算时, 认为水库实际水面与水平面之间的库容 (称动库容) 也参与调洪, 用这种方法计算成果要接近实际一些, 但工作量较大。

(3) 考虑泥沙冲淤的水库调洪计算, 对于多沙河流上的水库, 应注意该因素才能得到满意的结果。

这里介绍的调洪计算方法, 如同上述第一点指出的那样, 把连续性方程写成以下有限差的水量平衡方程, 则式 (6.6-1) 可化为

$$\frac{1}{2} (Q_1 + Q_2) \Delta t - \frac{1}{2} (q_1 + q_2) \Delta t = V_2 - V_1 \quad (6.6-2)$$

式中: Δt 为选用的计算时段; Q_1, Q_2 为计算时段开始及终止的入库洪水流量; q_1, q_2 分别为计算时段开始及终止的出库洪水流量; V_1, V_2 分别为计算时段开始及终止的水库蓄水量。

上式中, 由于入库洪水过程线是已知的, 故对于任一时段来说, 时段初的库水位及其相应的蓄水量 V_1 以及 Q_1, Q_2 都是已知的, 时段末的 V_2 和 q_2 是未知数, 一个方

程式中有两个未知数是不能独立求解的,因此要建立第二个方程式。

第二个方程式是利用水库出库流量与蓄水量的关系来表示的,因为 q 、 V 关系同泄洪建筑物的型式和尺寸有关。

如果泄洪建筑物为溢洪道,它的下泄流量可根据下式计算

$$q = \mu_1 b \sqrt{2gh}^{\frac{3}{2}} = m_1 b h^{\frac{3}{2}}$$

式中: h 为非淹没自由溢流时的槛顶水头; b 为溢洪道宽度; μ_1 为流量系数,其值可由水工模型试验中取得; m_1 为综合流量系数, $m_1 = \mu_1 \sqrt{2g}$ 。

对于隧道式孔口,下泄流量可按下式计算

$$q = \mu_2 A \sqrt{2gh} = m_2 A h^{\frac{1}{2}}$$

式中: h 为泄洪底孔的中心水头; A 为底孔断面积; μ_2 为流量系数,在淹没和非淹没下应采用不同数值,可由试验取得。

对于不同的泄洪建筑物,上述泄流公式还有其他形式,一般可概括为下泄流量和泄流水头的关系式,即 $q = f(h)$ 。有时下泄流量也可以写成蓄水量的函数,第二个水库泄量方程式为

$$q = f(h) = f(V) \quad (6.6-3)$$

水库调洪演算,实际上就是求解式(6.6-2)和式(6.6-3)这两个联立方程,即可得到下泄流量过程线,从而可以得出最大下泄流量及其相应的调洪库容,这就是水库调洪计算的基本原理。

1.3 调洪计算方法

进行水库调洪计算的方法是很多的,所有各种方法解算的过程,基本原理是相同的,有的方法比较简单,也有的比较复杂,一般采用试算法、图解法和图解分析法。

1.3.1 试算法

该方法就是利用列表试算求解联立方程式,通常又称为列表法。其试算步骤如下:

(1) 将入流过程线(即设计洪水过程线)分成若干时段 Δt ,其时段长短决定于入流过程线的涨率大小,使时段内入流过程线近乎直线为原则。在某些情况下,时段可能并不一定都相等。

(2) 假定第一时段末的出流量 q_2 之值。

(3) 计算第一时段内入流总量及出流总量,其差值即为本时段内蓄水量增值。

第一时段内入流总量为

$$\Delta W = \left(\frac{Q_1 + Q_2}{2} \right) \Delta t = \bar{Q} \Delta t$$

第一时段内出流总量为

$$\Delta W' = \left(\frac{q_1 + q_2}{2} \right) \Delta t = \bar{q} \Delta t$$

此时段内蓄水量的增值(或减值)为

$$\Delta V = \Delta W - \Delta W'$$

(4) 将此蓄水量值 ΔV 加上第一时段初的蓄水量(即水库原有的蓄水库容),得第一时段末的蓄水量为

$$V_2 = V_1 + \Delta V$$

(5) 根据第一时段末的蓄水量 V_2 ,查水位与库容关系曲线,得第一时段末库水位。

(6) 以第一时段末库水位,查水位与泄量关系曲线,得到出流量 q'_2 。若该值与第二项假定值相符,则试算结束;否则需要再假定一个 q_2 ,重复上述步骤试算,直至符合为止。

(7) 第一时段末的出流量 q_2 即为第二时段初出流量,依次类推,就可以求得整个出流过程线。显然这样试算结果实际上已经满足了水量平衡方程和水位与泄量方程。

试算法精度较高,工作量也较大,通常只有在需要详细计算时才使用。

1.3.2 图解分析法

将公式(6.6-2)移项,并加以整理和改变,可以得到

$$\frac{V_2}{\Delta t} + \frac{q_2}{2} = \bar{Q} + \frac{V_1}{\Delta t} - \frac{q_1}{2}$$

据此可以写出函数式

$$\begin{cases} q = f_1 \left(\frac{V}{\Delta t} - \frac{1}{2} q \right) \\ q = f_2 \left(\frac{V}{\Delta t} + \frac{1}{2} q \right) \end{cases}$$

将上式作成两条辅助线(或称为两条工作曲线),如图6.6-3所示。当泄洪方式已定,此图可事先绘成。

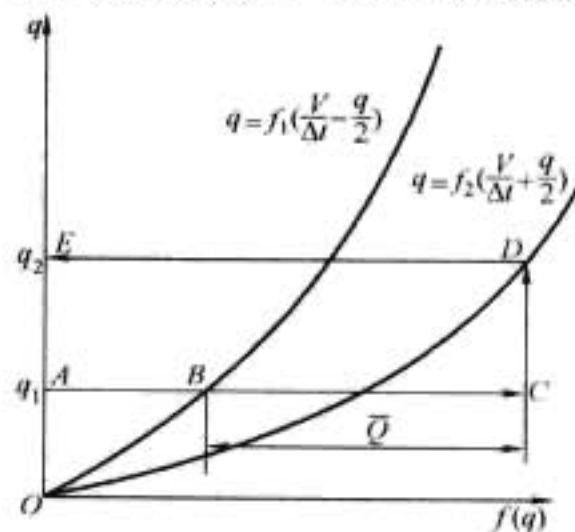


图 6.6-3 调洪计算辅助曲线

调洪计算步骤如下:

(1) 如已知时段开始的出流 q_1 (在图6.6-3上纵坐标为A);

(2) 通过A点作一水平线交于B,延长AB线至C,取 $BC = \bar{Q}$,此时 \bar{Q} 为给定时段的平均流量;

(3) 通过C点作垂线交于D点,则D点的纵坐标即为所求时段末的出流 q_2 (即图上的OE)。按照上述步骤即可求得出流过程线。

图解分析法较准确,工作量稍大,在多方案比较时得到广泛的应用。

2 水库防洪调度方案及度汛计划编制

防洪调度是每座水库(除极个别完全以引水为水源的水库以外)都需要研究的问题,这是由于每座水库都要确保大坝的防洪安全,还有一些水库承担有下游防洪任务。因此,为了充分发挥水库的防洪作用及确保水库安全,应当根据上下游及水库本身的防洪要求、自然条件、洪水特性、工程情况等方面研究拟定合理的防洪调度方式,并据以确定各有关的防洪特征水位。

防洪调度按研究的阶段和目的不同,可分为以下两种类型:一是在规划设计阶段针对典型洪水过程制定防洪调度规则、调度方案。二是在实际洪水调度过程中提出的防洪调度(或调度操作)方案,又称防洪实时调度。从防洪实时调度又进一步分出防洪预报调度,它是指利用预报的洪水过程进行调度,以区别于按实测的流量或水位进行的调度。

水库防洪调度研究在规划设计阶段或运行阶段其任务是有差别的。在规划设计阶段,水库的防洪调度的主要目的是为了确定水库的防洪特征值、泄洪建筑物类型、布置方式和尺寸,也为水库建成后规定了在特定来水条件下的调度原则与调度方式。汛前的防洪预案一般是在调度原则下进行的。

在运行阶段,实时洪水调度处理得当可以更好地体现防洪库容与兴利库容的结合使用,在洪水初期可以利用预泄加大发电,在洪水过程末利用天气预报等拦蓄洪水尾巴亦可增加发电效益。在这阶段应研究优化调度和风险调度。

水库防洪调度的主要内容包括:①不定期的复核水库防洪参数(防洪限制水位和最高洪水位);②根据水库工程洪水标准及水库对下游承担的防洪任务,确定水库洪水调度方式和控制泄流的判别条件;③制定防御标准洪水的非常措施及其适用条件;④根据原规划设计或复核修正的规划设计,并结合现状,编制水库防洪调度方案和当年度汛计划,在遭遇洪水时据此进行防洪实时调度。

对于承担下游防洪任务的水库,一般采用分级控制泄洪的防洪调度方式,因此须按照下游防护对象划分水库控泄级别,并根据其防护对象的重要程度和河道主槽、堤防、动用分洪措施的行洪能力,确定各级对象的安全标准和安全泄量;同时,还要确定遇到超过下游标准的洪水,水库转为保坝调洪方式的判别方案。未承担下游防洪任务的水库,一般规定水库蓄水超过一定水位即采用敞泄方式,为避免给下游造成人为的灾害,必须明确规定敞泄的起始水位和敞泄前的流量值。对于水库洪水具有季节性变化的水库,应制定水库分期防洪调度方案,实行分期防洪调度。

2.1 防洪调度中要研究的问题

在分析洪水特性、河道特性及历史洪灾情况的基础上,需要解决以下问题:

(1) 选择合适的防洪调度方式。水库防洪调度方式的基本要求是安全可靠,并能充分发挥防洪库容的作用。对于未承担下游防洪任务的水库,防洪调度的目的是为了保证大坝安全,调度方式一般比较简单,往往采用库水位达到一定高程后泄洪建筑物敞泄的方式。而承担有下游防洪任务的水库,防洪调度方式既要满足下游防洪要求,又要保证大坝安全,而且两者要包括在一个统一的防洪调度方式之中,是比较复杂的,这也是需要着重研究的内容。对于下游防洪调度方式,应根据水库至防洪控制点区间来水的情况,决定是采用固定泄量下泄,还是采用补偿调节的方式;根据防洪保护区的情况研究是否有条件采取分级防洪调度;根据水文预报及河道条件,研究是否有条件采取较完全的补偿调节还是采用经验性的方法等。

(2) 确定调度的判别条件。判别条件对防洪调度是至关重要的,根据它确定洪水是否超过了一定的标准,以便能及时改变按上一级洪水来调度。根据本水库的具体情况,确定是按照什么水文气象指标来判别,例如可采取库水位、入库流量、某一定地点的降雨量、某一测站的水位或流量来做判别条件。

(3) 计算防洪指标。根据选择的防洪调度方式及判别条件,按照水库的具体情况正确考虑与水库调洪有关的各种因素,选择合适的调洪计算方法来进行各种频率洪水的调洪计算,求出相应的防洪特征水位及最大下泄量等指标,以作为编制调度规则的依据。

(4) 拟定防洪调度规则。根据所选定的防洪调度方式、判别条件、防洪特征水位,编制成规程式的防洪调度规则。每座水库的防洪调度规则应当是一个整体,无论何种洪水都能适用,这样才能确保安全与发挥防洪效益。因此,这一调度规则必须是连贯的,要适应各种可能出现的洪水情况,使得在任何情况下水库应如何调度均有所遵循。

2.2 有下游防洪任务的水库防洪调度

当水库承担有下游防洪任务时,防洪调度是比较复杂的,其症结就在于在目前的科学技术水平的条件下,长期预报还远不足以在事先判定一次洪水的量级。一次特大洪水的出现,一般也是由小到大逐步演变的。因此,在水库运行中遇到洪水时,开始并不能肯定它是一般洪水还是特大洪水。为了下游的安全,首先应按照下游防洪的要求进行调度。只有在按照判别条件确定这次洪水的重现期已超过下游防洪标准(例如来水洪峰或洪量已大于某一数值、或库水位已超过某一控制水位、或其他水文气象指标已超过某一数值)后,才能改为按保证大坝安全的要求来调度,这就增加了防洪调度的复杂性。

因此,对于有下游防洪任务的水库,应着重研究下游防洪调度方式及判别条件,对有条件采取分期防洪调度的水库,应仔细进行研究以尽可能做到防洪与兴利的结合。此外,在有条件考虑水文预报进行预泄时,可在留有余地的条件下考虑这一因素,从而可以适当少留一点专用的防洪库容。

2.2.1 下游防洪调度方式

2.2.1.1 固定泄量(一级或多级)

这种调度方式主要适用于水库距防洪控制点很近、区间洪水较小的情况,其调度运用比较简便,为不少水库所采用。其具体调度方式是:当来水标准不超过下游防洪标准时,按下游允许泄量或分级允许泄量泄水,判别来水已经超过下游防洪标准后,即不再满足下游防洪要求,从水工建筑物安全考虑以较大的固定泄量泄水或将泄洪设备全开泄洪。

采用这种调度方式,有以下几个方面是应当注意的:

(1) 下游允许泄量应仔细分析确定。一般情况下,可参照历史上已出现过的大水的实际情况,根据堤防的安全情况分析确定。如果要考虑堤防加高加固、河道整治、分蓄洪措施等,则要根据河道地形资料按水力学方法推算水面线,从工程量及效益等方面进行综合分析比较选定下游允许泄量及相应的工程措施。

(2) 对分级调度的考虑。按照“大水多泄、小水少泄”的原则调度,可以较好地利用水库的防洪库容,一般来说是比较合理的,但要对下游防护对象的情况作具体分析。如果各个不同的防护对象的重要性、防洪能力及受灾后的损失有明显差别,则宜于采取分级调度的方式。但分级不宜过多,以免造成调度的困难。

(3) 判别条件必须明确具体。采用这种调度方式,对改变下泄量的判别条件必须明确具体,而且对各种频率洪水的判别条件要统一,即对大洪水过程开始的小流量部分仍要按小洪水调度,超过标准后才能按大洪水调度。根据拟定的防洪标准及水工建筑物设计标准,综合相应的水文要素及规定的判别条件,即可组成防洪调度规则。

有些水库由于受水工建筑物消能、闸门振动方面的限制,溢洪道闸门只能全开,不能局部开启控制泄量,则类似于上述固定泄量方式可采取当来水不超过某一标准时,全开一部分泄洪设备泄洪;当来水超过下游防洪标准后,采取泄洪设备全开泄洪的方式。

2.2.1.2 补偿调节

这种调度方式适用于水库距防洪控制点有一定距离、区间洪水较大的情况。当发生洪水时,区间来水大则水库少放水,区间来水小则水库多放水,控制两者的组合流量不超过防洪控制点的允许泄量。这种调度方式能有效地利用水库的

防洪库容,取得较好的防洪效果。

(1) 采用的条件。最理想的补偿调节方式就是使各时刻的水库泄量加上相应区间来量正好等于下游防洪控制点的允许泄量,然而在实际上这几乎是不可能的,因为实现这种方式要受到水文预报、洪水传播、闸门启闭等方面的制约,故一般只能近似地实现这种方式,而且还需要具备一定的条件。这些条件大致有:

1) 水库泄水到达防洪控制点的传播时间小于(至多等于)区间洪水的集流时间或预报的预见期。如果上述传播时间大于区间洪水的集流时间或预报的预见期,则当知道区间发生洪水时水库再减少泄量已经来不及,这就限制了理想补偿调节方式的实现。

2) 对区间洪水预报的精度要求较高。如果预报误差较大,由于防洪要从安全角度考虑,必须按预报可能偏小、实际来水可能大来泄水,即少泄一点,这就使防洪库容的利用程度受到影响。

3) 相应于下游防洪标准重现期的区间洪峰流量必须小于防洪控制点的允许泄量。否则,由区间洪水即可对下游防洪造成威胁,即使水库该时完全不放水也无济于事。

4) 按补偿调节来调度,要求随时根据区间洪水情况改变水库的泄量,这就要求在报讯站网的布设、水情的传递、预报的及时提供等方面都要比较理想,才能使补偿调节得到实现。特别是,水库在一定范围内要有调度自主权,否则,如果任何改变泄量都需要请示,将会贻误泄洪时机,影响防洪效果。

由于上述条件一般难以完全具备,特别是区间洪水预报精度一般不会很高(因为区间洪水资料在建库前不可能直接完整地取得,故作出的预报方案误差往往较大),因此,在考虑补偿调节调度方式时不能把条件取得过于理想,而要留较大的余地。

(2) 调度方案的确定。为了确保防洪效益实现,应当研究以下内容:

1) 分析水库泄水传播至防洪控制点的时间。

2) 分析区间洪水预报方案的预见期、预报误差等,确定采用的数值。

3) 对于下游防洪标准设计洪水过程线,要考虑各种洪水典型及上游与区间洪水的不利组合情况,对于预报精度可以采用平均的情况。

4) 根据以上条件,进行调洪计算。在每一时段,水库泄量应等于下游防洪控制点的允许泄量减去考虑传播时间后的区间来量。为了确保下游允许泄量不被超过,对区间来量应考虑预报误差适当加大,其调节计算示意图可参见图 6.6-4 (其中水库设计洪水过程与区间洪水过程是考虑了传

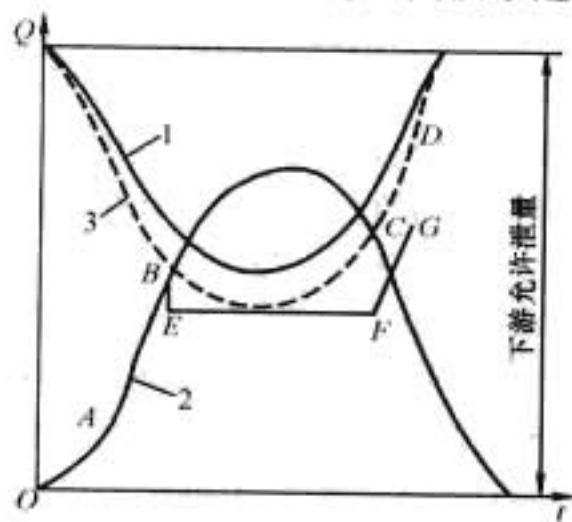


图 6.6-4 补偿调节计算示意图

1—区间来水过程; 2—水库入流过程; 3—考虑预报误差后加大的区间来水过程

播时间后画在一起的)。于是水库下泄过程为 ABCD, 从实际调度的可行性出发, 考虑适当留有余地, 在计算时还可考虑按 ABEFG 过程泄水, 即再略加大防洪库容。

5) 补偿调节调度方式一般以库水位作为判别条件, 即防洪高水位(根据下游防洪要求及设计洪水计算比较确定)以下的库容作为防洪补偿用, 库水位达到防洪高水位后, 即不再满足下游防洪要求, 改为按保证大坝安全的要求调度。当水文预报精度较高, 经慎重研究也可考虑以预报流量(包括入库与区间)作为判别条件, 当预报流量已明显超过判别标准, 即可加大泄量。

补偿调节中还可考虑分级调度。例如可规定水库水位在某一数值以下时, 按较低的允许泄量补偿; 当预报流量或水库水位超过某一数值即改为按较高的允许泄量补偿, 此时对一些次要的防洪对象即不再确保安全。

2.2.1.3 经验调度方式

当水库至防洪控制点的区间集水面积较大, 而区间洪水预报在预见期、预报精度等方面还达不到进行较完全的补偿调节的要求时, 还可考虑采用一些经验性的补偿调节方式。

(1) 错峰调度法。这种调度方法是, 水库留出一定的错峰库容, 用来调节洪水把入库洪峰与区间洪水洪峰“错”开, 根据防洪控制点的具体情况, 规定需要错峰和停止错峰的判别指标。当出现需要错峰的情况, 水库立即关闸限泄(必要时完全不泄洪), 下游危险解除后, 停止错峰, 水库将防洪限制水位以上蓄存的水量尽快放出, 以备迎接下一次洪峰。这种方式适用于区间来水较大、水文预报预见期较短, 而水库放水至防洪控制点传播时间较长的情况。

1) 错峰判别指标的选择。开始错峰的标志应能说明两方面, 即需要错峰及有能力错峰。错峰能力一般以库水位表示, 只要库水位低于规定的停止错峰水位, 都应当按要求错峰。需要错峰的指标应根据规定的防洪标准拟定, 它应能说明洪水的大小, 且便于掌握, 一般可用一定时间的降雨量或预报某一时刻后的流量来表示。停止错峰有两种情况, 一是不需要了, 另一是无错峰能力了, 其标志也有这两方面。例如可规定当防洪控制点流量(或水位)已开始消退即停止错峰, 水库加大泄流; 如库水位已达到规定的停止错峰水位, 说明已没有错峰能力, 为了保证水库的安全也应停止错峰。

2) 调洪计算。进行调洪计算的目的是要统一确定停止错峰水位及对应的各个防洪特征水位。关于停止错峰水位的确定, 尚无成熟的方法, 一般可考虑为发生下游防洪标准设计洪水时可以停止错峰时刻相应的库水位或调洪最高水位作为今后调度中的停止错峰水位, 或以大坝设计标准洪水调洪计算中开始敞泄的库水位作为停止错峰水位, 但它们都不应高于泄洪闸顶高程。确定了停止错峰水位应相应进行设计洪水、校核洪水的调洪计算, 以验算所得各防洪特征水位是否符合大坝安全要求。

3) 制定调度规则。根据上述计算结果, 拟定出便于掌握的调度规则。

(2) 涨率调度法。这种调度方式是根据水库至下游防洪控制点间的一个或几个控制站的洪水大小与涨落率来决定水库的蓄泄, 亦属经验性的补偿调度方式。这种方式比较适用于水库至防洪控制点区间面积很大、流程很长、洪水组成多变的情况。在这种情况下, 不可能实行较完全的补偿调节, 只能根据已经发生的各种典型洪水情况, 拟定一些调度的规则。经过反复试算, 找出比较有效的调度规则作为调度的依据, 并据以算出可能获得的防洪效益。从提高防洪效益出发, 上游水库以削减防洪控制点处洪水过程的峰为最好, 但

若流程较长, 区间洪水大, 则水库究竟应在何时蓄水是比较难以掌握的。但可以设想, 若洪水涨得快, 说明此洪水可能比较尖锐, 故以快些蓄水较有利; 反之, 若洪水涨得较慢, 说明此洪水可能比较平缓, 过程较长, 故应慢些蓄水较有利。另外, 水库拦蓄应在下游防洪控制点处流量达到某一定数值以后才开始以免造成不必要的拦蓄。

(3) 固定区间典型洪水补偿法。本方式在研究湖南省柘溪水库的防洪运行方式时曾考虑过。由于柘溪水库至防洪控制点的传播时间为 12~14h, 而区间洪水的集流时间大致也是 12~14h, 补偿调度很困难, 故拟定的调度方式是: 对区间洪水一起涨就认为是区间设计洪水重现, 按此来进行补偿调节, 即, 区间未涨水前按入库流量下泄; 起涨后, 立即降低水库泄量至 $1000\text{m}^3/\text{s}$; 维持 6h 后提高泄量至 $3700\text{m}^3/\text{s}$, 持续至区间洪峰出现后, 提高泄量至 $6000\text{m}^3/\text{s}$, 并维持 6h, 最后提高至下游允许泄量。对复式洪峰也规定了类似调度方式。

(4) 还原调度问题。修建水库后, 原有的河槽容量被淹没, 洪水发生变化——由坝址洪水变为入库洪水。许多水库的实际资料表明, 入库洪水与坝址洪水相比, 具有洪峰流量加大、涨水面洪量加大、峰现时间提前等特征, 这些对防洪都是不利的, 故一般来说水库的防洪计算原则上应采用入库洪水进行。把建库后的入库洪水调节成坝址洪水下泄, 这类问题称为还原调度问题。

2.2.2 洪水判别条件的选择

当水库承担有下游防洪任务时, 在防洪调度上希望达到, 在来水不超过下游防洪标准时, 应当保证下游防洪安全, 而当来水超过下游防洪标准后, 在大坝设计、校核标准范围内, 应当保证大坝的安全, 也就是说, 原定的设计洪水位、校核洪水位、最大下泄流量应当不被超过。

根据这一要求, 在防洪调度中十分重要的一点就是要判断在什么情况下应当保下游, 什么情况下应当只保大坝, 什么情况下需要启用非常泄洪设施。而如前所述, 在洪水发生的过程中, 并不直接知道这次洪水是否超过了某种标准, 这就需要根据某项指标来作出这种判断, 这种指标就是判别条件。

根据各水库的具体情况, 判别条件可以用库水位、入库流量、一定时段的降雨量, 以及库水位与入库流量过程相结合的“峰前蓄水量”等指标。

(1) 以库水位作为判别条件。根据水库调洪计算结果, 以各种频率洪水的调洪最高库水位作为判别洪水是否超过标准的依据, 这种办法比较可靠, 适用于防洪库容较大、调洪结果主要取决于洪水总量的情况, 一般不会产生洪水未达标准而加大泄量或敞泄的后果, 但判明洪水标准的时间较迟, 因而要求的防洪库容较大。

(2) 以入库流量作为判别条件。根据水文计算结果, 以各种频率的入库洪峰流量作为判别洪水是否超过标准的依据。这种办法相对于用库水位作判别条件来说, 能够提早泄水, 所需防(调)洪库容相对减少, 但判断失误的可能性增大, 可能造成洪水未达标准而加大泄洪造成损失的情况。因此, 采用入库洪峰流量作为判别条件一般适用于防洪库容相对较小, 调洪最高水位主要由入库洪峰流量决定的水库。如果防洪库容较大, 则以入库流量作为判别条件要求有较好的峰量关系, 否则, 判断失误的可能性就较大。在实际调度中, 入库流量可以根据水文预报或库水位涨率反推。

(3) 以“峰前蓄水量”作为判别条件。采用库水位作判别条件比较稳妥, 但加大泄水相对较迟, 所需防洪库容较

大, 而以入库流量为判别条件可以早一些判别来水频率, 但不够可靠。经研究, 提出了一种把以上两者结合起来的方法, 即以“峰前蓄水量”作为判别条件。如图 6.6-5, 当泄量为 q 时, 需防洪库容 $V=V_1+V_2$, 其中峰前蓄水量为 V_1 。在实际运行中, 如等待某次洪峰的水库蓄水量达到 V 后才判定它超过防洪标, 当然较可靠, 但时间较迟。考虑到洪水的持续性, 当入库流量出现洪峰 Q_1 , 前段按 q 泄水, 水库已蓄水 V_1 后, 必然还会有退水部分水量入库, 若水库仍按 q 下泄则还需要水库继续蓄水 V_2 。若选择的洪水典型有足够的可靠性, 则在峰前已蓄水超过 V_1 的情况下, 就可以判断这次洪水总的蓄洪量将超过 V 。于是, 在实际运行中若某次洪水的峰前蓄水量超过了 V_1 相当数量, 即可认为这次洪水已超标准, 可以改按高一级标准调度。这样运用, 较单纯以全部防洪库容相应的库水位为判别条件要有利一些, 只要各种因素考虑得当, 也比较可靠。

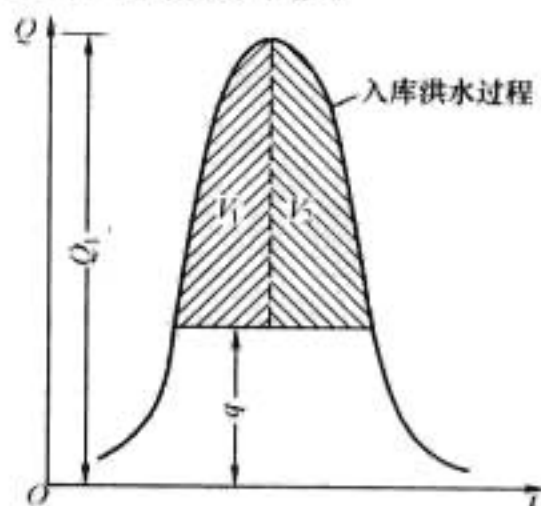


图 6.6-5 峰前蓄水量示意图

2.2.3 分期洪水调度

分期洪水是指如果所研究流域汛期内各个时期洪水存在一定的分期变化规律, 则可以按各个分期分别进行洪水选择及进行分期洪水频率分析计算。

由于各分期设计洪水大小不同, 对分期设计洪水进行调洪计算的结果所需的防洪库容也不同。假如水库的防洪高水位不变, 那么各时期不同的防洪库容可得到各分期不同的防洪限制水位。如果前期所需的防洪库容大, 后期防洪库容小, 则有利于水库逐渐充蓄水量。这对于促进水库防洪库容和兴利库容的结合使用, 提高水库的综合效益是很有好处的。如东南沿海某些地区的梅雨期设计洪水小于后期台风雨时期的设计洪水, 而形成所需防洪库容前期小、后期大的情况。对于这种情况可适当使汛期前期保持较高的库水位, 万一后期无水可蓄时还能保持一定的蓄水量, 因此这对兴利也是有好处的。

(1) 分期的原则与方法。从理论上说, 将整个汛期分为几个时期应当依据对气象成因及洪水特性的分析, 这样才使分期确有根据。对实际洪水资料的统计分析, 将能获得分期的具体界限与量级的概念。

1) 分析气象成因规律。以气象成因分析本流域形成大洪水的天气系统, 气团的运行规律, 找出一般的、普遍的时间大致界限, 是主要的分析手段。

2) 统计洪水出现规律。为了了解洪水在汛期出现的规律, 可以点绘洪峰流量出现时间分布图, 这个图可以按年最大洪峰点绘, 也可以用某一数量级以上的全部洪峰来点绘。

3) 还可以统计在各个时段内洪峰的出现次数、平均洪峰流量、平均每次洪水总量等。

必须指出, 水库调度中汛期的分期不宜多, 每期不宜过短。一般讲, 分期以两期或不超过三期为宜。分期过多, 不但造成调度的复杂化, 而且更难从洪水气象成因和洪水出现

的统计规律上获得足够的依据。

(2) 分期设计洪水的拟定。汛期的分期确定后,根据分期的时间界限,可以对各个分期分别进行取样,参照水文计算的常用方法,可求出各分期的设计洪水过程线。进行分期设计洪水计算的同时,还必须按年最大值法取样,进行全年设计洪水的计算,对于某一设计标准而言,各分期的设计洪水与全年最大的设计洪水之间应相互合理协调。

(3) 分期防洪限制水位的确定。分期设计洪水确定后,即可根据水库的具体情况选择合适的调洪计算方法与防洪调度方式进行调洪计算,求得各期所需的防洪库容。如果采用统一的防洪高水位,则均自此水位以下留出所需防洪库容,从而得到各期汛期限制水位;如果要以不淹没库区某一地点为控制,则还要推算相应的回水情况,根据回水位一致的原则确定各期防洪限制水位。

2.3 无下游防洪任务的水库防洪调度

当水库未承担下游防洪任务,则防洪调度的目的就是保证大坝的防洪安全。对这类水库,一般都是利用正常蓄水位以上的库容对设计、校核洪水进行调蓄,也有少数是为了减小泄洪建筑物的规模而在汛期在正常蓄水位以下留出一定的调洪库容。

如水库不承担下游防洪任务,当库水位超过正常蓄水位时,应及时开启全部闸门敞开泄洪,以确保水库的安全。从水库安全的角度出发,要求当水库发生设计洪水时,采用正常运用方式应保证库水位不超过设计洪水位;当发生校核(保坝)洪水时,采用非常运用方式应能保证库水位不超过校核洪水位。对于非常运用方式,有时需启用临时性非常泄洪设施,应特别慎重。因为启用非常泄洪设施,会使下游产生严重的淹没损失,或冲毁部分水工建筑物。若遭遇校核洪水而未能及时启用非常泄洪设施时将可能危及大坝安全,后果更不堪设想。因此必须合理拟定启用非常泄洪设施的启用条件(即判别洪水大小的指标)。若入库流量有上涨趋势,通常以略高于设计洪水位,或以略高于设计洪峰流量作为启用临时性非常泄洪设施的启用条件。具有较大蓄洪能力的水库,以库水位作为启用条件比较安全,而且易于掌握;对蓄洪能力较小,或设计洪水与校核洪水标准较低的较小水库,以入库流量作为启用条件比较安全。非常泄洪设施运用时,要严格控制水库最大泄量不超过入库最大流量,以免造成人为的洪灾损失。

2.4 水库防洪调度运用计划

水库防洪调度运用计划(或称度汛计划)是水库年度调度计划(包括兴利调度和防洪调度)的组成部分。每年汛前,水库应针对水工安全检测分析结果、下游河道及其安全泄量的变化,并参考上一年度洪水调度情况,合理编制本年度水库防洪调度运用计划,指导当年汛期洪水实时调度,以达到满足下游防洪及确保水库自身安全的要求。水库防洪调度运用计划的内容一般应包括防洪标准(包括下游防洪标准及大坝、厂房等水工建筑物的洪水标准)、水库防洪特征水位、调洪规则、度汛措施等方面的明确规定。

2.4.1 水库度汛标准的确定

度汛标准是指当年汛期在水库工程特定安全状况条件下,防御洪水的能力(常用重现期或频率表示)。当水库各个建筑物已按要求完建,投入正常使用,并经复核证明达到设计标准,则水库设计规定的设计标准即为编制年度防洪调度计划的度汛标准。有些水库由于工程未按设计要求完建,

或虽完建但存在严重影响工程安全的质量问题,或是虽已安排除险加固工程但尚未完成等,影响着水库安全的运用,则在编制年度防洪调度计划时,应根据工程检查、观测和安全分析成果,慎重确定当年采用的设计标准。至于有些水库经过复核修改了设计标准,并经过上级主管部门批准,则应以修改后的标准为依据。

2.4.2 防洪特征水位的核定

防洪特征水位包括防洪限制水位、防洪高水位、设计洪水位和校核洪水位。在一般情况下,如水库已按设计完建并运行正常,设计的兴利和防洪任务无原则性变化,则可明确以设计中规定的防洪特征水位为依据,当水库运用条件有重大变化,如存在上述的工程安全问题,洪水统计参数有重大变化,下游河道安全泄量或防洪要求有变化等,则需要根据实际情况,通过水库调洪计算,以核定水库特征水位。当经核定须改变设计规定的特征水位时,应详细论证后报上级主管单位批准。

必须指出,水库防洪特征水位的核定是相互关联的。如水库因存在工程安全问题,并根据水库工程实际情况,规定当年度汛允许达到的最高水位。假如不改变设计采用的防洪限制水位,那么防洪限制水位为水库调洪计算的起调水位,通过水库调洪计算(用不同频率洪水进行试算),寻求某一频率洪水的调洪最高水位等于规定的允许最高水位。该洪水的频率即为水库可达到的度汛标准。在规定允许最高水位的条件下,有时要求同时调整防洪限制水位。例如认为不改变防洪限制水位,度汛标准偏低,适当降低防洪限制水位,可以略为提高度汛标准。对于有下游防洪任务的水库而言,若降低了防洪限制水位,则防洪高水位也将相应下移。

另一种情况不是由于水库工程安全问题,而是由于下游防洪条件发生变动,如河道安全泄量减小,而提出新的或条件更高的错峰要求;或是要求提高防洪标准等。在这种情况下,显然必须按新的防洪要求,重新进行水库调洪计算,以核定防洪特征水位及水库的度汛标准。假如不改变防洪限制水位,那么可以根据下游防洪要求的新条件,进行调洪计算,核定水库防洪高水位的变化情况。上述下游防洪要求的变化及作出防洪高水位的相应调整之后,将产生降低水库安全标准的影响。原则上讲,应将上述情况下核定的水库安全标准作为水库的度汛标准。有时也可以提出降低防洪限制水位的方案,以探求是否有可能用降低防洪限制水位来适应下游防洪要求,而不必降低水库的安全标准。

2.4.3 水库防洪调度规则

水库防洪调度规则是水库度汛计划的重要内容,其作用是指明在各种来水和水库蓄水位情况下,水库应如何蓄、泄。假如水库已按设计完建,已编制有水库调度规程(含防洪调度规则),运行正常,且当前情况无原则变化,则可将调度规程关于防洪调度规则的条文作为年度防洪调度计划的内容。

若水库运用条件有重要变化,则应配合防洪特征水位的调整,研究水库的调洪方式,并对下游防洪标准设计洪水及水库安全标准设计洪水与校核洪水进行调洪计算;基于对调洪结果的分析,选择和确定作为指导防洪调度的判别条件及具体指标,并以条文方式把遇到什么水情时水库应如何蓄泄用明确的语言规定下来,形成水库防洪调度规则。防洪调度规则必须从普通洪水一直到校核洪水都有明确的操作指示。

2.4.4 拟定防御超标准洪水应急措施

水库建成后,即使在设计标准洪水情况下能保证安全运用,但是还可能出现超标准洪水,或是水库处于高水位情况

下遭遇偶然事故(如上游水库垮坝等),这将对水库工程安全构成严重威胁。因此,在水库度汛计划中应考虑防御超标洪水的应急措施。

必须明确规定启用应急措施的洪水标准和判别条件。一般应以超校核标准洪水作为启用应急措施的标准,并可将校核洪水位作为判别依据;也可以用校核洪水的洪峰流量值作为参考判别指标。如在按水库防洪调度规则运用的情况下,库水位达到且将超过校核洪水位,可作为启用应急措施的判别条件;或是库水位虽未达到校核洪水位,而入库流量已达到校核洪水的峰值,且根据水文预报预计库水位将超出启用标准时,也可预先作出启用应急措施的判断。一旦作出判断,应立即按防洪调度指挥权限规定,报请相关的防汛指挥机构决策后及时实施。

3 水库防洪优化运行

初期常规的防洪调度方法是半经验、半理论的方法,借助水库的防洪能力图、防洪调度图等经验性图表进行调度,并注意到前期水文气象因素(如温度、降雨等)对预留防洪库容的影响,对于预泄、错峰、补偿调度等具有一定的指导价值,是目前已建水库中普遍采用的一种水库调度方法。该方法以实测资料为依据,调度方法比较简单直观,按调度图运行,总的来说一般能满足调度原则,结果也会比较合理。但是该法也有不足之处。例如,按调度图运行总带有一定的经验性,所获得的结果一般只是合理解而不是最优解。求解优化问题的数学方法,尤其是解决最优规划的运筹学的各个分支不断发展,它们在各领域的应用日益广泛,给最优调度提供了广阔的前景。随着遥感、遥测及电算技术的迅速发展和普遍应用,优化调度已经在水库和库群或水利系统的防洪调度中得到越来越广泛的应用。

3.1 水库防洪任务和最优准则

在防洪系统中多水库的联合防洪调度逐渐成为一般的常遇形式。单一水库的调度,实际上只是在开发初期才可能存在的过渡形式。因此从这一点上看其重要性或常遇程度,可以说远不如水库群调度。但是从方法性和发展的角度看,单水库调度的研究仍有其特定的重要意义。这是由于:①单水库是组成水库群的基本单元,因此单水库调度很大程度是水库群调度的基础。②单水库调度相对地较简单,因此容易进行深入的分析和数学处理;例如入流的描述,需水要求的特性,及优化调度方法等均较易细致考虑。这样既可以把水库群问题中主要属于各水库本身的部分划分出来,使水库群调度能突出相互关系的研究,同时掌握单水库调度的理论、方法和研究途径,也有利于进一步探索解决水库群问题。③不少地区、河流,各水库从其空间位置、水力联系等,关系尚十分薄弱时,也仍可作为单水库看。当然单水库调度具有天然的局限性,那就是它未涉及水库间的相互关系,而这是水库群调度专有的问题。

水库设计运行中防洪任务的提法有三种。一是减轻水库下游防洪保护地区的洪涝灾害;二是防止库区城镇农田的淹没损失;三是保证大坝一定频率洪水的安全宣泄。第一、二两项只当水库上下游存在防护对象时才需要考虑;而第三种大坝的安全泄洪则是对一切水库都是必须考虑的。

对于水库上下游的防洪而言,由于各防洪保护区在地势、高程分布和社会经济重要性的不同,因此对防洪要求可能不同;亦即防洪安全标准不同,这种情况下常成为有多级防洪要求。

在设计防洪水库的主要参数(如防洪库容、溢洪道大小等)时,或研究已建水库的防洪调度时,为了达到最优的防洪效益,首先需要研究最优准则的问题。

所谓防洪的最优准则,是指按什么指标来衡量水库防洪调度方案的优劣程度。实用的最优准则可分以下几种:

(1)最大削峰准则。即以能使下泄洪峰流量 Q_m 削减最多(求 Q_m 最小)作为防洪调度最优性的评判标准。一般应用此准则最多,特别在防洪库容有限的情况,更常用此准则。

(2)最短成灾洪水历时 T_m 准则。即求最小化 T_m ,对于上下游农田的防洪除涝,或交通干线的防洪防淹有时可用此准则。

以上两个准则的采用,主要是因洪灾损失的定量化往往比较困难,而取此两准则,可比较简单。

(3)最小洪灾损失或最小防洪费用准则。后者主要用于防洪水库的规划和综合利用水库的防洪调度。此准则又可分为下列两种:

1)在满足同一防洪要求下,使防洪总费用最小。

2)从效益和费用关系分析,或求某经济指标如平均计算支出(年平均防洪效益加防洪费用)最小等。

(4)对水库群防洪(和多级调节)而言尚有最大防洪安全保证准则。即在满足下游某基本防洪要求 q_n 情况下,使每时段加权总余留防洪库容最大,以防以后来大水。如 N 为水库数, i 为水库序号, α 为与各水库控制流域面积及其上暴雨强度有关的权重数,则优化准则为

$$\max \sum_{i=1}^N \alpha_i V_{i,t}$$

除上述以外,亦有建议用减少下游成灾洪水频率作为指标,或者用洪灾损失(用货币或实物表示)的期望值最优作为准则。实际上前者就是上述(1)的另一表示形式,后者则为(3)之2)的另一形式。

根据以上最优准则,特别是(1)、(2)两个准则,在传统的防洪调度中,可作出大体相应的调度方法,如“削平头”和区间补偿调节、洪水多级调节、防洪预报调度(预泄、错峰)和逐时段修正调度等,如上节所述。不过这种防洪准则的较严密有效的运用,特别是在有多种约束要求或水库群情况下,一般以应用如下所述的数学模型的方法更方便。

3.2 单水库防洪优化调度的数学规划方法

单一防洪水库为下游防洪的最优操作问题,在已知入库洪水和下游区间来水及并无其他复杂要求的情况下,根据防洪准则的不同,一般均可用传统方法严格求解。例如对于最大削峰准则,就可用削平头法或防洪补偿调节法,对于最小成灾历时准则,则可用简单的试凑法求解,如图 6.6-6 所示,但对于其他准则,则需要运用所谓穷举法作多方案的计算比较。

用近代优化技术解单水库防洪问题,较多的是采用数学规划方法,例如线性规划和动态规划,其他运筹学方法还比较少见。

利用数学规划方法进行单水库单防洪点的调度研究,其好处在于能适应多种防洪准则的研究,及考虑各种操作约束条件,诚然工作难免要复杂一些。下面简单介绍求解的思路和步骤。

3.2.1 水库防洪数学模型

水库防洪数学模型包括目标函数和约束条件两部分。

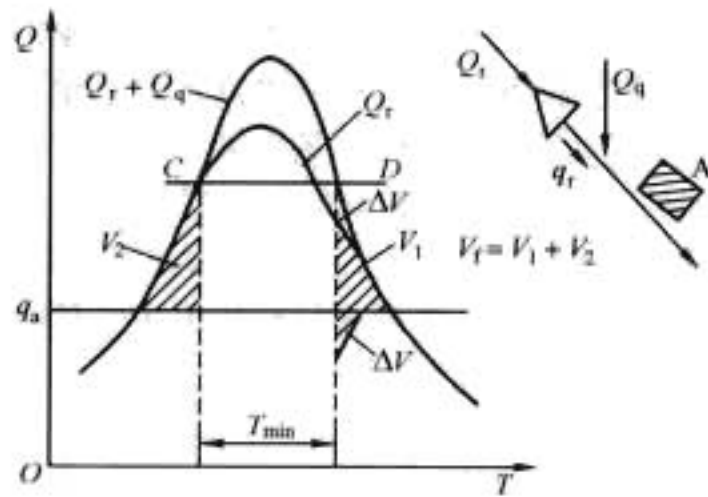


图 6.6-6 最小成灾历时的补偿调节法

3.2.1.1 目标函数

应根据所采用的最优准则，把它表达为数学形式。一般可以有以下几种：

(1) 按最大削峰准则，无区间洪水时

$$\min \int_{t_0}^{t_d} q^2(t) dt$$

有区间洪水时

$$\min \int_{t_0}^{t_d} [q(t) + Q_q(t)]^2 dt$$

上式中假定了入库洪水 Q_i ，区间洪水 Q_q ，防洪库容 V_f ，下游允许安全泄量 q_a ，及溢洪道泄水能力等均为已知， t_0 、 t_d 为成灾时期始末，A 为防洪保护地区（如图 6.6-7）。优化操作的任务是在上述各种已定条件下求出使 A 断面下泄流量最均匀的水库泄水过程，亦即最大削峰后的下泄线，而 q_t 就是待求的运行决策变量。上式的提出是根据“防洪库容一定时， q_t 平方最小等价于下泄量最均匀”这一代数关系。上式在实际计算时，一般以离散时间的有限差之和来替代积分式。例如：

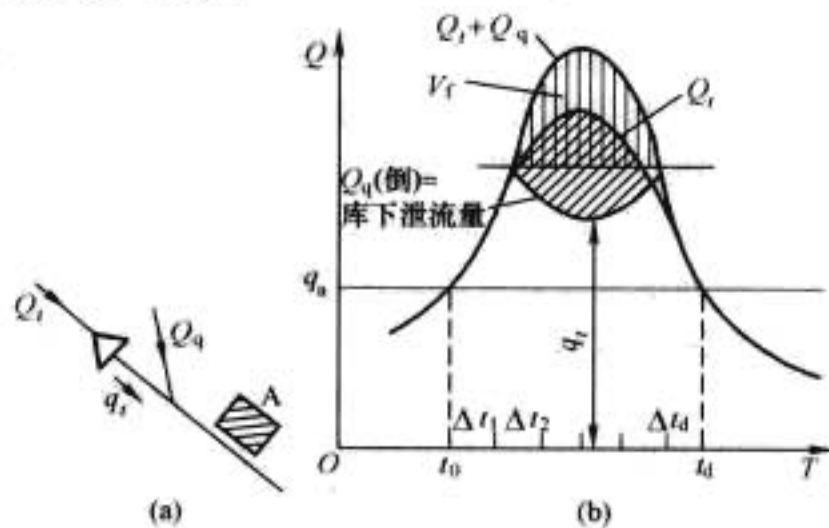


图 6.6-7 单库单点防洪示意图

$$\min \sum_{\Delta t_0}^{\Delta t_d} [q_t]^2 \Delta t$$

(2) 按最短成灾历时准则，无区间洪水时

$$\min \{T_z\} = \max \int_{t_0}^{t_d} [q(t) - q_a]^2 dt$$

即防洪库容有效的用于成灾期首尾两段，或者说使防洪库容尽量用于入流超过 q_a 不大的那些时刻，而令超过 q_a 大的那些时刻多（敞）泄。

有区间洪水时，相应的目标函数式可仿照推出为

$$\min \{T_z\} = \max \int_{t_0}^{t_d} [q(t) + Q_q - q_a]^2 dt$$

(3) 按最小洪灾损失或最小防洪费用准则时，以前者为例，其简化形式为

$$\min K = \int_{t_0}^{t_d} c q(t) dt$$

式中： K 为总的洪灾损失，可以货币或实物表示； c 为洪灾损失系数，应由分析洪灾调查统计资料得出。当洪灾损失为成灾流量的线性函数时则 c 为常数，上述模型变是一个线性模型；否则将成为非线性模型。

3.2.1.2 约束条件

对防洪水库，主要包括三类约束：一是水量平衡有关的约束；二是建筑物设备能力或允许使用范围的约束；三是综合利用各部门对放水决策的限制要求和防洪决策本身的限制要求，包括变量的非负要求等。具体则有下列四种：

(1) 防洪库容约束

$$\sum_{t_0}^{t_d} (Q_i - q_t) \Delta t = V_f$$

(2) 防洪策略约束

$$q_a \geq q_t \leq Q_i \quad (\text{无预泄时}) \quad \forall t$$

$$q_a \geq q_t \quad (\text{有预泄时}) \quad \forall t$$

当 q_a 较大，以致汛限水位闸门全开的泄量 q_{xs} 尚不及 q_a 时，则上式左端应以 $\min(q_a, q_{xs})$ 代替。

上两式为遭遇下游防洪设计洪水时的要求。当遇到超标的大洪水时，为了保大坝安全，应允许 $q_t \geq q_a$ ，则式中不等式应作相应的改变。

(3) 溢洪道能力约束

$$q_t \leq q(H_t, B_t) \quad \forall t$$

式中： H_t 表示各时刻的库蓄水位，它为决策 q_t 和时段初库水位的已知函数； B_t 代表溢洪道操作方式，即门孔开启数目，当闸门操作并无事先的限制要求时，则 B_t 以门孔全开的 B_M 代入，而 B_t 的变化过程由放水决策求出后反推得到。

(4) 水库水量平衡约束

$$\frac{Q_i + Q_{i+1}}{2} - \frac{q_t + q_{t+1}}{2} = \frac{\Delta V_t}{\Delta t} (H_t, H_{t+1}) \quad \forall t$$

(6.6-4)

上述四种约束条件中最后两个，通常为非线性约束，因此宜以分段直线逼近或其他线性化方法，如泰勒级数展开式等，来使之线性化。

3.2.2 模型求解

在建立上述解析模型以后，如果模型为线性，则就可用讲述运筹学方面的书所介绍的线性规划方法求解出最优的放水决策 $q(t)$ ，此处不赘述。但是如果模型不能化为线性，则除了可用非线性规划的方法外，更常用的是按照动态规划的模式来求解。而当模型特别复杂时（这主要是在多库多防洪点情况时），也可考虑用模拟模型来求解。下面简要说明动态规划方法的应用。

动态规划方法是一种多阶段决策模型，它对于水库防洪调度或兴利调度都可适用。它主要包括一组状态转移方程和一组效益递推方程。

先写出时段间的水量平衡方程，亦即水库状态的转移方程

$$V_{t+1} = V_t + (Q_i - q_t) \Delta t$$

其次写出时段间的效益递推方程，对最大削峰准则为

$$f_t^*(V_t) = \min_{\Omega} \{q_t^2 + f_{t+1}^*(V_{t+1})\}$$

式中： f_{t+1}^* 表示余留最优策略； Ω 表示可行的决策域，相当于前面线性规划模型的诸约束条件方程所组成的约束集合。

上式为逆推方程。求解步骤，一般从成灾期末 t_d 开始逆推。

3.3 多目标防洪调度

对于下游有防洪任务的单库防洪问题,防洪调度关心三个主要指标分别为水库的最高水位,最大下泄量和调度期末的水库控制水位。水库最高水位最低体现了水库自身和上游防洪(如果库区有淹没)的效益;而最大泄量最小体现了下游的防洪效益;调度期末的水位反映水库兴利与防洪的协调关系,对于汛期防洪调度,要尽可能缩短高水位历时,使库水位落到期望水位(或汛限水位),以防后继可能到来的大洪水。在调度期末控制水位给定时,水库最高水位与最大下泄量最小是互相矛盾的,下游防洪对象要求水库尽量多削峰,多拦蓄洪量,而库区及大坝防洪要求水库尽量多下泄,降低坝前水位,减少库区淹没损失,同时腾空防洪库容,以备调蓄后续洪水之用,二者存在一定的冲突。因此,单库洪水调度决策在下游有防洪任务时,是一个多目标决策问题。

多目标问题的求解技术一般分为三大类:第一类是非劣解的生成技术;第二类是结合偏好的决策(评价)技术;第三类为结合偏好的交互式决策技术。

(1) 非劣解生成技术。非劣解生成技术最常用的方法有:权重法,约束法和线性多目标规划单纯形法。

1) 权重法。权重法是由 Zedeh 于 1963 年首次提出来的,其基本思想是将多目标问题的各个目标函数赋予一定的权重,构成一个单目标优化问题,然后通过改变权重,生成多目标优化问题的非劣解集。权重的确定方法很多,如层次分析法、专家评分法、模糊数学方法等,这些方法对无响应时间要求的多目标决策问题具有重要价值,尤其在规划设计中,为协调各目标(反映不同部门利益)之间的矛盾提供了实用技术手段。但对水库实时洪水调度而言,缺点是明显的:首先,实时洪水调度决策要求快速,耗时的权重分析难以适应这一需求;第二,实时洪水调度决策存在许多不确定性,汛期的工情、水情等变化频繁,用原先确定的权重显然是不切实际的;第三,权重调整的物理意义不明确,难以定量表示,因此在实时洪水调度决策中,采用权重协调方法是不合适的。

2) 约束法。约束法的基本原理是在多个目标中,选择一个目标为基本目标,而将其余目标转化为不等式约束,从而将一个多目标问题转换成一个单目标问题,进行求解可求得多目标问题的一个非劣解。改变一次基本目标,就可求得一个非劣解,这样多次变动基本目标就得到一组多目标非劣解集。

3) 多目标线性规划的单纯形法。多目标线性规划的单纯形法是一种用于由线性目标函数和线性约束条件组成的多目标问题。它的计算过程类似于单目标单纯形法,也是在单纯形表上进行,不同之处在于目标多个而不是一个,计算迭代过程是在极点非劣解之间转移,直到获得整个非劣解集为止。

(2) 结合偏好(评价)的决策技术。结合偏好(评价)的决策技术是在决策过程中,一次性的给出决策人员的决策偏好,从而确定最佳均衡解。结合偏好(评价)的决策技术包括价值或效用函数法、目标规划法、替代价值权衡法等。

(3) 结合偏好的交互式决策技术。结合偏好的交互式决策技术是指在整个决策过程中分析者和决策者始终通过对话交换信息,通过动态调整决策者的偏好,确定最佳均衡解。交互式决策偏好技术有步骤法、Geoffrion 法、均衡规划法、SEMOPS 法等。

从物理意义上讲,多目标是可以协调的。一般讲,鉴于

防洪对象重要程度的差别,下游和库区防洪对象的防洪标准通常低于大坝防洪标准,相应地防洪高水位的重要性也低于设计洪水位。而实际洪水的峰、量在某个特定时期总是一定的,或者是 20 年一遇,或是 100 年一遇,因此,在某个特定时期水库防洪调度目的也应该是明确的,从而为在实施防洪调度时区分轻重缓急,协调多目标提供了条件。

3.4 防洪调度其他问题

在防洪优化调度中还有一些问题,直接或间接与之有关,即预报调度问题和年洪灾损失期望值的计算问题。

3.4.1 预报调度问题

前面所介绍的防洪调度方法,都属确定性模型。在防洪调度中随机模型比较少用。这主要出于两种考虑,一是洪水调度时间不长,一般从几天到几周。因此预报利用的可能性远较长期兴利调度大,故可在一定程度上作为已知,而不是作为很不确定的因素用期望值法来处理,这样效果的实现也较好。如果考虑到预报误差所带来的随机影响,则也宜仅就预报误差的随机性进行统计处理,并在实时操作中充分应用逐时段修正调度的方法。第二个考虑原因是防洪的重要性和洪灾的危害性影响,性质上已有异于兴利调度的单纯经济效益,故要尽可能着重当前的现实情况,有比较确定的调度要求,用“多年平均的”期望效益来指导运行显得太粗,因此在防洪优化调度中,应力求缩小来水的不确定性部分,扩大能够确定的部分,也就是说应用预报进行调度的必要性对防洪调度可能比兴利调度更为突出。

不过,洪水随机特性的统计处理,在防洪水库的规划时,则还是常有必要的。对于防洪操作中以当年可能的洪灾损失作为优化准则时也可能会有所应用,故下面简要介绍年(或多年)洪灾损失期望值的计算方法。

3.4.2 防洪点洪灾损失的期望值

可由洪峰频率曲线和相应的洪灾损失来估算。年内或多年间某一频率 P 的洪水在防洪点的流量是上游防洪库容 V_f 和防洪操作规划的函数,即 q_i 或 $q=f(V_f, B_i)$, (B_i 代表防洪操作规则),当确定了某一种防洪操作规则后,此函数可通过把一系列洪水及各种防洪库容值(指规划而言,对运行则只有一个库容值),借水库及下游河道的洪水演算模型演算到防洪点,定出其洪水位或洪峰流量及相应的洪灾损失来确定。而洪灾损失曲线或函数 H_d-D ,如图 6.6-8(a) 曲线①所示,其中 D 表示洪灾损失,则由野外调查来确定。显然某一频率 P 的洪水所相应的 q_i 值和损失值 D 其出现和超过的频率亦即为 P 。

为了作出洪灾损失的频率曲线,即图 6.6-8 中的曲线族④。可如前述根据各种防洪库容对各种频率 P_i 的洪水所推求出的防洪点的洪峰流量 q_i 及其相应的频率 P_i ,在图中绘出以 V_f 为参数求的 q_d 与 P 关系曲线族,即图 6.6-8 中的曲线族③。另外由 q_i 通过防洪点的水位与流量关系(图中②曲线),求其相应的水位 H_{di} ;再由 H_{di} 通过①线得出 D_i 值,此 D_i 值的频率即为刚才 q_i 的 P_i ,于是可得到某 V_f 值的 P 与 D 关系曲线。

某一 V_f 值的 P 与 D 关系曲线其与 D 、 P 坐标轴间所包围的面积,即为此 V_f 下洪灾损失的期望值 $E(D)$,或用公式表示为

$$E(D) = \int_0^{\infty} P_i(D > D_i) dD_i$$

式中: D_i 为相当于某 q_i 的洪灾损失值。对防洪规划,还可由此[图 6.6-8 曲线④]绘出期望的洪灾减轻值 $\Delta E(D)$ 与防

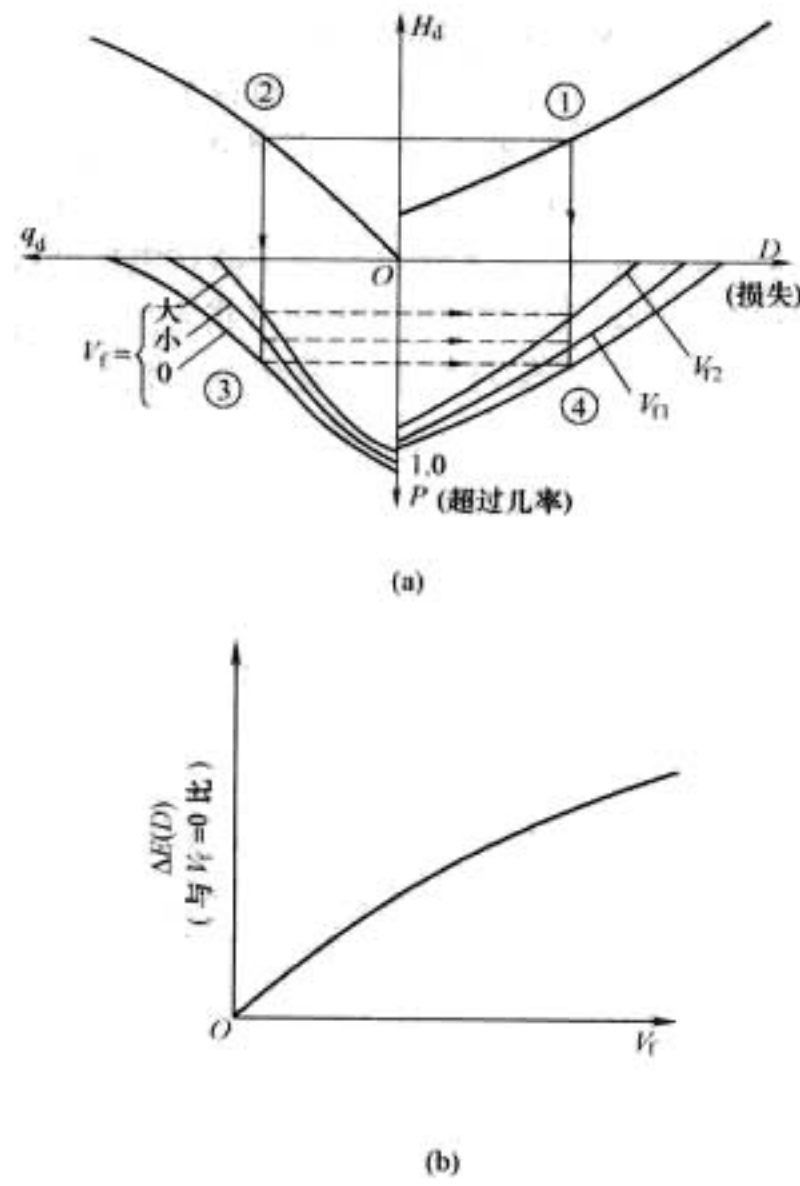


图 6.6-8 洪灾损失计算示意图

- (a) 洪灾损失超过几率与防洪库容关系（函数）的计算；
- (b) 期望的洪灾减轻值与防洪库容的关系曲线

洪库容的关系曲线，如图 6.6-8(b) 所示。其中纵坐标 $\Delta E(D)$ 为与无防洪库容 ($V_f=0$) 时之损失相减所得的值。有了此曲线就可权衡洪灾减轻值与防洪库容费用间的关系。

防洪库容的费用，对于单纯为防洪的水库，应计算全部总库容的费用。对于综合利用水库，则可按防洪专用库容加上一定分摊比例（一般应分摊较小部分）的防洪兴利结合的库容。而死库容的值，则可仅分配于兴利部门负担，因为一般死库容的设置，仅是针对兴利部门蓄沙和抬高水头等需要，对防洪而言，并不需要设置很多死库容。

但是考虑到综合利用水库中，为大坝安全，通常亦必须设置一定的防洪库容（虽然其动用的频率远较下游防洪小），故下游防洪所需的防洪库容费用（包括溢洪道费用）可考虑不全部归下游防洪来负担，而打一适当的折扣。此折扣粗略地可参考大坝的设计标准与下游防洪标准的比来确定，例如下游与大坝的重现期 (T_d 、 T_b) 比值的 n 次方 $(T_d/T_b)^n$ 来作为折扣系数，其中 n 为小于 1 的正数。视下游防洪的相对重要性而定，愈重要则 n 愈小。一般可取 0.5。

4 流域梯级防洪优化运行

从流域防洪系统看，水库群是防洪系统的重要组成部分。水库群利用其共同的蓄水容积调节径流及调控洪水，共同承担兴利和防洪的目标。它们相互配合、互相补偿，统一调度可以达到最优的联合运用效果，从而实现综合开发水资源和有效防治洪水灾害的目的。在研究水库群防洪调度问题时，还必须考虑到与其他防洪工程措施（如堤防、河道整治、分蓄洪工程）及防洪非工程措施（如洪水预报、防洪优化调度等）联合运用和统一调度。

根据流域防洪系统中干支流水库群空间分布情况的不同可分为三种型式（如图 6.6-9 所示）：①并联水库群；②串联水库群，也称梯级水库；③混联水库群，它兼有串、并联的两种联系形式。各图中 F 处为各水库群的防洪保护区控制点。

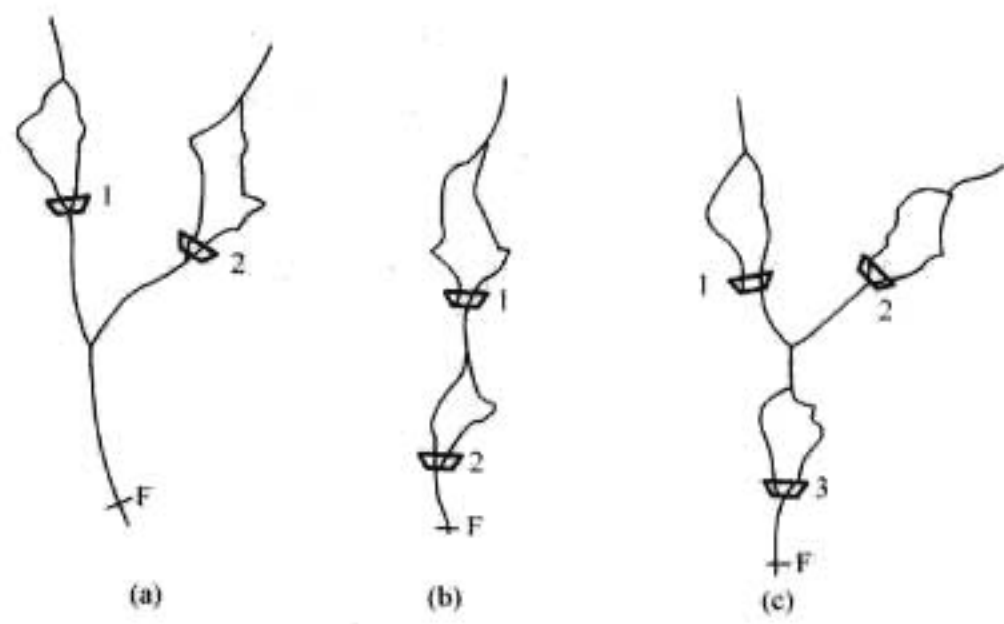


图 6.6-9 水库群基本形式示意图

- (a) 并联水库群；(b) 串联水库群；(c) 混联水库群

水库群防洪调度主要是研究水库群承担其下游共同的防洪任务时的洪水调度方法，必须根据下游防护对象的防洪标准及防洪控制点河道安全泄量，研究如何由水库群中各水库的联合调控，以达到下游的防洪要求。对于下游防洪标准设计洪水，必须结合干支流水库控制面积的情况，考虑干支流及区间洪水的地区组合，及相对应的干支流水库调控洪水的方式。不同的地区洪水组合典型，要求各水库所承担的调控洪水的作用也不相同。由此可见，水库群洪水调度问题远比单一水库洪水调度复杂。

除了对于水库群承担下游防洪任务的洪水调度之外，与单库情况相似，还有水库安全的洪水调度问题。只不过这里应从水库群中各水库的相互关系出发，着眼于研究水库群的整体安全的洪水调度问题。

4.1 水库群联合调洪方式

水库群共同承担下游防洪保护区的防洪任务时，应研究如何统一调度，充分发挥水库群整体最优的防洪效果。通常是首先按各水库所处的地理位置、控制洪水来源的比重、所设置防洪库容的大小及担任综合利用任务的情况等，分别拟定各水库的调洪方式，然后再根据洪水地区遭遇和组合，拟定水库群统一调度方式。

水库群防洪调度方式基本与单库类似。即当水库下游区间流域面积不大，区间和入库洪水基本同步的条件下，可采用以库水位或入库流量为判别条件的固定泄量方式；当下游区间流域面积较大，区间和入库洪水组成多变，或各库入库洪水不同步，应按下游区间洪水特性以及水库入库洪水的组成情况，进行补偿调节。

(1) 固定下泄量方式。当防洪控制点处的洪水主要由各库来水决定，且担任同一处防洪任务的各库洪水基本同步时，可采用固定下泄流量方式进行洪水调节。这种调洪方式与单库固定下泄量调洪方式类似。

(2) 补偿调节方式。若共同担任同一处防洪任务的各水库洪水组成同步性较差，或各库入库洪水与防护区区间洪水组成多变，应由防洪控制点处的洪水情况决定各库的泄流量，即需采用对区间洪水进行补偿的调节方式。这种调洪方式与单库补偿调节方式类似，不同之处在于确定补偿次序。

并联水库群一般应采用防洪补偿调节的调洪方式。通常可将调节性能较好、控制洪水来源所占比重较大的水库定为补偿调节水库；调节性能较差，控制洪水来源所占比重小的水库定为被补偿水库。对于有两个以上的并联水库群，可按上述相对指标安排补偿次序。对于各库洪水基本同步、洪水地区分布相对稳定的情况，上述指标最差的水库可按本库自身条件拟定单库运行的调洪方式，其次再考虑补偿指标次差

的水库的防洪补偿调节调洪方式,该水库应根据下游防洪控制点安全泄量要求,视未控区间洪水流量及被补偿水库下泄流量组合洪水过程,按水库防洪库容的调控能力适当控泄;同理,可逐级进行防洪补偿调节,补偿指标最好的水库将作为最后进行防洪补偿调节的水库。对于各库洪水不同步、洪水地区分布不稳定,则应根据实际洪水发生情况,合理确定各水库之间的相互补偿关系,例如对于如上图所示的并联水库,若水库1及区间发生与下游防洪标准同频率的洪水,水库2为相应洪水,由水库1按自身条件先进行洪水补偿调节,水库2考虑1库泄流量和区间洪水的组合情况根据下游防洪控制点安全泄量进行补偿调节。对于出现在水库群至防洪控制点区间的暴雨洪水,若洪水标准超过下游防洪安全标准时,应考虑各水库安全尽量减少下游洪灾损失;若洪水标准未超过下游防洪标准,应考虑下游防洪控制点安全泄量要求进行防洪补偿调节。

对于梯级水库群,由于上游水库距防洪控制点较远,且其下泄流量可由下级水库再调节,因此,若梯级水库各库洪水基本上同步时,应先蓄上游水库,后蓄下游水库,以达到防洪库容最充分利用的效果。梯级水库泄洪次序一般与水库蓄洪运用次序相反,并以最下一级水库的泄量加区间流量不大于防洪控制点安全泄量为原则,尽快腾空各水库的防洪库容。若各库洪水组合遭遇多变,则应根据洪水实际发生情况确定水库的运用次序,例如一般可根据降雨信息,确定在暴雨中心上游的水库先蓄洪,暴雨中心下游的水库后蓄洪。若暴雨洪水主要发生在梯级水库最下一级至防洪控制点的区间,那么一般可采用先蓄上游水库,后蓄下游水库的运用次序。

混联水库群防洪调度方式的制定,比并联水库、梯级水库的情况更为复杂。原则上可以将水库群中由水力联系的串联水库划分为子系统,对各子系统按上述梯级水库防洪调度的方式确定各个水库的运用次序和调洪方式。然后将各子系统视为并联形式,按上述并联水库调度的方式协调各子系统的联合调洪方式。各子系统协调后的联调方式,反馈至各个子系统,并要求各子系统梯级水库的联合调洪方式应作出相适应的调整。

4.2 水库群防洪库容分配

水库群防洪库容分配是规划设计阶段的研究课题。当水库群共同承担下游防洪任务时必然需要研究如何在组成库群的各水库间合理分配防洪库容的问题。在下游防护区防洪标准设计洪水及防洪控制点河道安全泄量已知的条件下,满足下游防洪要求的库群防洪库容分配存在众多的可行方案,原则上讲,可以通过建立数学规划模型寻求最佳分配方案。但是必须看到,上述防洪库容分配问题还涉及一些比较复杂的条件。如必须考虑设计洪水的地区组合的不稳定性;在考虑库容分配方案时,必须同时考虑各水库的联合调洪方式(应从统一调度要求采用合理的,乃至优化的联调方式)。以下只介绍在规划中通常采用的库群防洪库容分配的常规做法。

4.2.1 求下游防洪所需的总防洪库容

将与下游防洪标准相应的设计洪水与防洪控制点的河道安全泄量相对比,洪水过程中超出河道安全泄量的超额水量即为满足下游防洪要求所需的最小防洪库容。考虑到水库防洪补偿调节实际上只是按小于或等于安全泄量控泄,从防洪安全出发,一般建议应将上述求得的最小防洪库容加乘 $k=1.1\sim 1.3$ 的系数作为采用的所需总防洪库容。

4.2.2 初定各水库可承担的防洪库容

上述水库群所需的总防洪库容应由各水库来分担。一般可从洪水地区组成出发来考虑如何在各水库设置防洪库容。以图6.6-9(a)所示的并联水库为例,介绍一种确定各库防洪库容的经验性方法。这种做法对于下游防洪标准设计洪水采用二种组合。其一是水库2及区间(指水库1、水库2至防洪控制点F之间的流域面积)发生与下游同频率洪水,水库1发生相应洪水。基于这一洪水组成,假设水库2拦蓄其全部入库洪水不下泄,据此对水库1按下述防洪补偿调节的调洪方式进行调洪计算,确定其所需的防洪库容为 V_{F1} 。其二是采用水库1及区间为与下游防洪标准同频率的洪水,水库2为相应洪水。假设水库1拦蓄其全部入库洪水不下泄,对水库2按防洪补偿调节方式调洪计算求得所需的防洪库容 V_{F2} 。

若 V_{F1} 与 V_{F2} 之和大于或等于上述确定的下游防洪所需的总防洪库容 V_F ,则可认为满足设置防洪库容的要求;否则,应将其差额作为需进一步设置的公共防洪库容,并在并联水库之间进行分配。

串联水库[如图6.6-9(b)所示]由于上、下级水库存在水力联系,上水库泄流可由下水库进一步调节,因此下游所需的总防洪库容设置在下水库。可采用上下水库区间及下水库至防洪控制点区间均为与下游防洪标准同频率洪水,上水库为相应洪水。针对此种洪水组成,上水库按自身情况调洪,下水库以上库泄洪过程与相应时刻上下水库区间洪水流量过程相加为入库过程按下述防洪要求进行调洪,求得下水库所需的防洪库容。

4.2.3 水库群公共防洪库容的分配

公共防洪库容是指按上述方法推求水库群(并联水库或串联水库)所需设置防洪库容之和不满足下游防洪要求所需的总防洪库容的库容差值。出现这种情况时则必须进一步研究如何在各水库之间合理分配公共防洪库容。原则上讲,位于干流的水库或是距防洪控制点较近、占洪水来源比重较大、淹没损失较小、综合利用任务较轻的水库,宜多分担一些公共防洪库容。详细研究阶段,对拟定的公共防洪库容分配方案必须进行经济比较和综合分析,从中选出最佳方案。

对于上述水库群所需的总防洪库容及其库容分配方案(包括公共防洪库容的分配),必须选择合适的联合调洪方式,进行水库群调洪的模拟演算,以验证所选的水库群防洪库容方案是否满足防洪要求。上述的初定水库群各水库所承担的防洪库容的方法采用了一些近似假定,而且也没有详细研究水库群联合运用时的合理调洪方式和调度规则,因此,通过模拟运行检验,经分析后可能对防洪库容设置情况作出必要调整。

4.3 水库群防洪调度数学模型

前面介绍的水库群联合调度方法,主要是根据一场洪水的地区组成及水库调节洪水能力的具体情况分析、确定各水库的补偿关系和次序,逐一采用相适应的调洪方式进行调洪计算。这是目前工程实践中较多采用的常规方法。对于由多个水库组成的水库群,若洪水地区分布不稳定,那么上述方法应用时比较难掌握。对于多变的洪水背景不能采用统一的计算模式和电算软件,计算工作不能离开技术人员的直接参与,而且很费时。

水库群防洪优化调度的作法是对水库群联合调洪问题建立数学模型,模型解算可借助于编制好的电算软件来执行,

求出的解是符合目标函数的优化准则及服从有关的约束条件的最优解。模型求解的过程不需要技术人员的干预,可以快捷完成解算。目前对于防洪优化调度的研究,普遍采用确定性优化的途径。对于水库群而言,确定性优化的方法要求对水库群所在流域一次洪水的时空分布作出确定性描述,即是说,水库群优化调度是在给出一次洪水过程地区组合的条件下进行的。此外还必须注意到防洪联合调度最优解是针对所选用最优优化准则及其相应的目标函数,并在所采用的约束条件下得出的。目标函数及约束条件的数学描述若不能完整地、正确地反映水库群防洪系统的特点,那么模型解就不可能是防洪调度真正的最优解。

实际调度中,确定性优化的方法要求对所研究流域一次洪水的时空分布能作出准确的预报,这显然是难以做到的。不应该指望优化调度毕其功于一役,而应该结合洪水预报,不断利用更新的雨情、水情信息,及时采用变化后的洪水时空分布调整水库群防洪调度决策。在防洪决策支持系统中,水库群防洪优化调度模型是该系统模型库的重要组成部分,每当更新雨情,即启动洪水预报作业,并调用防洪优化调度模型作出调度决策。即是说,优化调度决策将随着信息更新而不断作出适应性调整,最终使一次洪水的联合调度过程较好地接近于理想的确定性优化调度决策过程。

4.3.1 按最大削峰准则的数学模型

如单库防洪中所介绍,对于防洪库群,可以根据防洪水库和防洪点的数目及其分布情况,区别为下列几种情况。

4.3.1.1 并联及串联水库、三防洪点按最大削峰准则调度时的数学模型

并联水库 1、2 及防洪点 A、B、C 的位置如图 6.6-10 所示。两库防洪库容及入库洪水过程均为已知。数学规划的目的在于满足有关约束条件下,使 A、B、C 三处的洪灾损失之和为最小;上述要求可近似地等价于使 A、B、C 三处下泄流量的平方和为最小、即目标函数为

$$\min \int_{t_0}^{t_d} [q_{1,t}^2 + q_{2,t}^2 + (q_{1,t} + q_{2,t})^2] dt$$

式中: t_0 、 t_d 为超过下游安全泄量的洪水起讫时间,或最优优化操作时间。当各库洪水起讫时间有一定错动时, t_0 、 t_d 应为最外的统一操作时间。

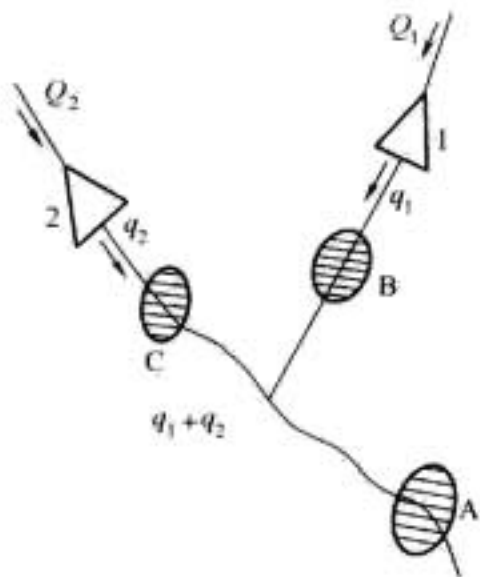


图 6.6-10 并联防洪水库及防洪点

推广到 n 个并联水库, $n+1$ 个防洪点时, 上式成为

$$\min \int_{t_0}^{t_d} [q_{1,t}^2 + q_{2,t}^2 + \dots + q_{n,t}^2 + (q_{1,t} + \dots + q_{n,t})^2] dt$$

对于两串联水库两防洪点的情况, 如图 6.6-11 所示, 可以类似写出其目标函数为

$$\min \int_{t_0}^{t_d} [q_{2,t}^2 + q_{A,t}^2] dt$$

同理对于 n 个串联水库, n 个防洪点时为 (如图 6.6-12 所示)

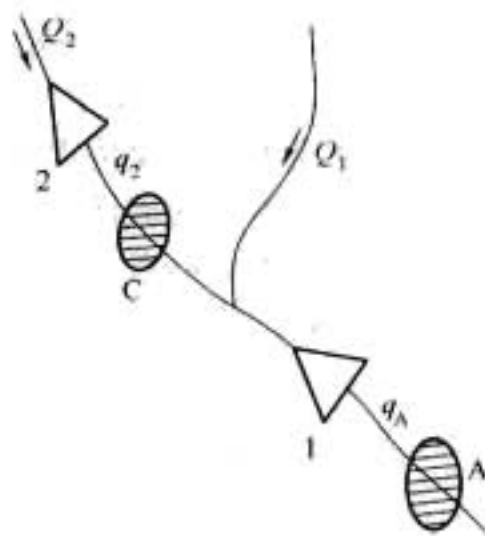


图 6.6-11 串联水库及防洪点

$$\min \int_{t_0}^{t_d} [q_{1,t}^2 + q_{2,t}^2 + \dots + q_{n-1,t}^2 + q_{n,t}^2] dt$$

当某些水库下游无防洪要求时, 可去掉积分号下相应的项。

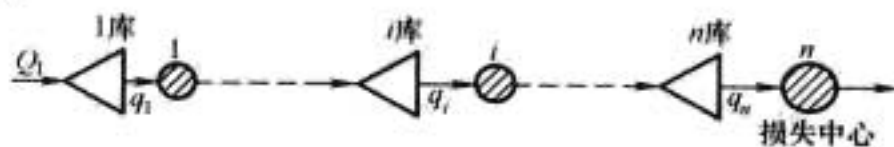


图 6.6-12 n 个串联水库时

以上各式在实际计算时可将时间离散为多个时段 Δt 而后采用数值积分运算。这些目标函数加上有关的约束条件 (如上节所述), 就构成一个非线性规划模型。求解方法可分下列两类:

(1) 把目标函数和非线性约束条件用泰勒展开式、直线或分段折线逼近法等化为线性模型然后用线性规划法 (当化为单一直线时) 求解, 或更一般地用混合整数线性规划求解 (当化为多段连续折线时)。

(2) 用动态规划法求解。此时可用顺推法自超限洪水期初 0 点 (库空) 开始, 写出其递推方程。例如, 两并联防洪水库、三防洪点 (见图 6.6-10), 水库蓄水状态的转移方程和递推方程分别如下:

状态转移方程为下列连续性方程

$$\begin{cases} V_{1,t} = V_{1,t-1} + (Q_{1,t} - q_{1,t}) \Delta t \\ V_{2,t} = V_{2,t-1} + (Q_{2,t} - q_{2,t}) \Delta t \end{cases}$$

式中: V 为水库蓄水量; t 为时段序号; 脚标 1、2 为水库序号。

递推方程为

$$f_t^* (V_{1,t}; V_{2,t}) = \min \left\{ \underbrace{[q_{1,t}^2 + q_{2,t}^2 + (q_{1,t} + q_{2,t})^2] \Delta t}_{K_t} + f_{t-1}^* (V_{1,t-1}; V_{2,t-1}) \right\}$$

状态转移结构图如图 6.6-13 所示, 其中 K_t 为

$$K_t = [q_{1,t}^2 + q_{2,t}^2 + (q_{1,t} + q_{2,t})^2] \Delta t$$

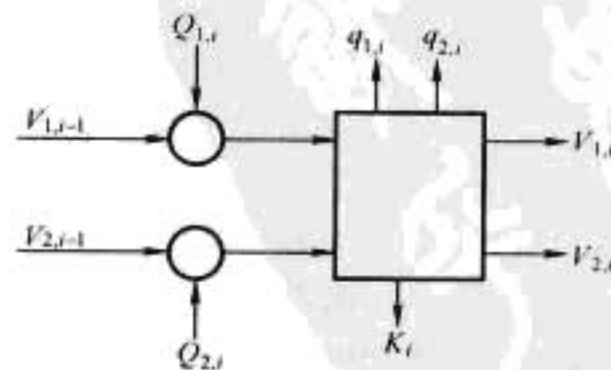


图 6.6-13 状态转移结构图

对于两水库串联的情况, 递推方程可仿上面写出。

所介绍的水库群防洪优化操作模型, 实际上就是单防洪点时, 传统的“削平头” (即对下游防洪点天然洪水过程进行削平头) 的防洪操作方法的推广和数学模型化。对此操作

模型,当不存在一些约束条件和各库本身的下游防洪要求时,则可能得出几个等价的解(即几个等价的运行策略)。但是当各库尚有本身防洪要求时,及特别是各水库防洪操作尚有其他一些限制条件,则等价的最优操作方案的数目将随之减少。而如果最后的操作方案仍有不多几个等价解时则运行人员可从增加其他的考虑因素(例如分析各水库防洪兴利的结合关系等等)来最后选定优化操作方案。这一种情况,正是说明了用数学模型求解其较传统的削平头法为好之处在于它能较好适应有多种约束下,多水库多防洪点的优化操作的求解。由于水库操作必然有许多设备能力和综合利用要求等限制条件,而洪水的组合方案(包括区间洪水情况),即使对运行言也常是有几种情况(水情)须作分析,因此用数学模型使求解步骤在严格考虑各种约束下,能系统化和借助计算机快速进行,这可以说是十分有利的。

另外应说明的是,上面介绍的流量平方模型是按最大削峰要求制定的。但它只是在径流基本同步的情况下,才使其最优解等价于最小洪灾损失的解(指多防洪点时)。反之如径流不同步,则即使洪灾损失曲线为简单线性函数,平方模型的最优解并不一定重合于最小损失的解。

4.3.1.2 按最小洪灾损失最优准则时的数学模型

对于图 6.6-12 中的串联水库情况,可以写出目标函数为

$$\min c^n = \sum_{j=1}^J u_j(q_j^n)$$

$j = 1, 2, \dots, J$ (防洪点序号)

式中: n 为某一操作时段; $u_j(q_j^n)$ 为 j 防护区流量与损失的函数关系; c^n 为 n 操作时段所有防洪点损失之和。

此模型可用动态规划求解,也可用其他的线性化法求解。

对于其他防洪优化准则,例如最小成灾历时或最小防洪总费用等(包括对于其他防洪操作方式,如预泄、错峰、补偿调节等的考虑),其模型的目标函数可仿单库情况列出。

4.3.2 按最大防洪安全保证准则的线性规划模型

以上所述的防洪优化操作模型,其应用的成效很大程度上决定于洪水全过程能否较准确地预知。这一条件虽并非确难实现,但在不少情况下也确实存在洪水的全期预报还不够准确,甚至还不能完全作出。因此有必要研究洪水预报预见期较短时的一种防洪操作方式,即逐时段求库群最大防洪保证(防洪安全)的操作方式。

4.3.2.1 单水库防洪点情况

设水库的防洪库容为 V^* , 在时刻 t (或面临时段 Δt) 的入流、放流量和时段初库水位已知分别为 Q_t 、 q_t 和 V_t (见图 6.6-14)。安全度 R_t 表示为防备未来入流 Q_i , $i > t$, 水库尚余留的防洪库容。它亦为 t 的函数,其值为

$$R_t = V^* - V_t \quad \forall t$$

防洪操作的目标是要最大化余留可用的防洪库容 R_t 。这一目标在无约束条件时当然是无意义的。因为无约束最优化的结果将得出每时刻(或时段) $R_t \equiv V^*$ 或 $V_t \equiv 0$ 。因此重要附加条件首先是下游安全泄量的约束要求,即

$$q_{lt} \leq q_a$$

式中: q_{lt} 为水库下泄流量; q_t 为到达下游防洪点时的流量,

它是通过洪水演进坦化或有区间洪水汇入而得出的。

4.3.2.2 水库群的情况

设防洪水库(并联或串联)共有 n 个,则全水库群某时刻的防洪安全度可以由每一水库的余留可用库容进行加权总和来表达,即

$$R_t = \sum_{i=1}^n R_{i,t} \cdot \beta_i$$

式中: R_t 为全库群的总防洪安全度; $R_{i,t}$ 为 t 时刻每一防洪水库的余留可用库容; β_i 为 i 水库的防洪权重。

该权重的引入是因各水库的单位库容在库群防洪中的功效并不一定相同。它决定于各库所处的局部流域的降雨大小、流域面积及产流汇流等地貌河道特性(这指洪水由预报降雨模型推出时),一般可由下式计算。

$$\left. \begin{aligned} \beta_i &= \sigma_i / \sigma \\ \sigma_i &= \frac{F_i N_i}{V_i^*} \\ \sigma &= \sum_{i=1}^n \sigma_i \end{aligned} \right\} \quad \forall i, i = 1, 2, \dots, n$$

式中: F_i 为 i 水库控制的子流域面积; V_i^* 为 i 水库的防洪库容; N_i 为 i 水库子流域的预报最大降雨强度。各 β_i 之值应满足总和为 1, 即

$$\sum_{i=1}^n \beta_i = 1$$

然后就可写出防洪操作的目标函数如下

$$\max_{R_{i,t}} \left\{ \sum_{i=1}^n R_{i,t} \cdot \beta_i \right\} \quad \forall t, i$$

上述目标函数为连续函数形式,实用上宜于化为离散时间形式。为此首先利用水库水量平衡方程,并用梯形法进行离散化如下

$$\frac{dV_{i,t}}{dt} = Q_{i,t} - q_{i,t} = -\frac{dR_{i,t}}{dt}$$

$$R_{i,t+\Delta t} = R_{i,t} + \frac{\Delta t}{2} (Q_{i,t} + Q_{i,t+\Delta t} - q_{i,t} - q_{i,t+\Delta t})$$

上式表示当有面临时段的洪水预报,即 $Q_{i,t+\Delta t}$ 为已知时,余留可用库容 $R_{i,t+\Delta t}$ 为面临时段放水决策 $q_{i,t+\Delta t}$ 的线性函数。即

$$R_{i,t+\Delta t} = f(q_{i,t+\Delta t}, Q_{i,t+\Delta t})$$

把上式代入目标函数即得最后的时间离散形式的目标函数如下

$$\max_{R_{i,t+\Delta t}} \left\{ \sum_{i=1}^n R_{i,t+\Delta t} \cdot \beta_i \right\} = \max_{R_{i,t+\Delta t}} \left\{ \sum_{i=1}^n f_i(q_{i,t+\Delta t}, Q_{i,t+\Delta t}) \cdot \beta_i \right\}$$

防洪操作的约束条件为:

(1) 非负约束

$$q_{i,t+\Delta t} \geq 0; R_{i,t+\Delta t} \geq 0$$

(2) 库容约束

$$R_{i,t+\Delta t} = f_i[q_{i,t+\Delta t}, Q_{i,t+\Delta t}] \leq V_i^*$$

(3) 河槽和溢洪道泄水能力约束

$$q_{l,t+\Delta t} \leq q_{lb}$$

$$q_{i,t+\Delta t} \leq q_i^n(Z, B)$$

式中: l 代表下游防洪点的序号; q_l 为该处经河槽演算后的洪水流量; Z 为相应水库的库水位; B 为溢洪道开启宽度。

当约束条件方程均为或均能化为线性函数时,上述防洪操作的数学模型将为线性,因此可用线性规划来逐时段根据面临时段的预报来水,进行最优化操作求解。在求解过程中凡水库放水至下游防洪点间有相当距离时,则同时进行该时



图 6.6-14 单库防洪点情况

段的洪流演进计算,以便从 $q_{t+\Delta t}$ 考虑流达时间,推求出相应的 $q_{t,t+\Delta t}$ 。

该方法的缺点是:由于不知道全洪水过程情况,因此防洪库容的调度功效不一定是最理想。但是这也正是由于预报条件限制所造成。该方法可将“洪水预报—河道演算—水库调度”连成一条龙,用计算机直接输入资料给出调度策略,并将它送入到水库群自控系统。

4.4 水库群防洪优化调度的常用方法

优化方法是使用一个包括目标函数和约束条件的简化数学模型,直接求解最优决策。在水库(群)防洪调度中,常采用的优化方法有线性规划法、动态规划法、非线性规划法、随机规划法、多目标决策技术、大系统分解协调法等。

(1) 线性规划方法。此方法于1939年提出,是最早、最简单、应用最广泛的一种规划方法。对于一些特定的非线性规划,也常常进行线性化处理使之变为线性规划问题。在水库防洪优化调度上,许多学者建立了不同优化目标下的数学模型并提出相应的解法。目前,线性规划方法的求解技术成熟,处理方便,易于利用计算机求解,运用前景广阔,在防洪调度上仍有较大应用。

(2) 动态规划方法。该方法的数学模型和求解方法比较灵活,无论系统是连续的或离散的、线性的或非线性的、确定性的或随机性的系统,只要能构成多阶段决策过程,即可用动态规划方法求解。此方法由于其在求解多阶段优化问题上的有效性,在水库调度领域引起了广泛重视。动态规划方法适用于水库调度多阶段决策特点,但求解较繁琐,随着决策阶段数的增加,将会出现“维数灾”问题,这就使其在应用时受到很大的限制。因此需要借助一定的方法来降维,如增量动态规划、离散动态规划、增量和连续逼近相结合的动态规划、微分动态规划等方法,都是在传统动态规划的基础上,为解决“维数灾”问题提出的。随机动态规划作为随机规划与动态规划耦合的一种方法,主要用于水库长期优化调度,一般将水库来水径流系列描述为某种随机过程,以目标函数的期望值最大或最小为准则,采用此方法寻求水库的优化调度策略。对于随机动态规划问题,它所采用的最优策略是随着各阶段输入的随机因素的不同变化过程而变的,它不能得到一种适合于各种状态变化过程的最优策略。

(3) 多目标分析方法。大多数水库为综合利用水库,往往存在多个不同目标,且各目标之间是既“不可公度”又常常相互矛盾,因此引入多目标分析是必要的。多目标分析方法的解通常是一组非劣解,决策时按决策者偏好的要求,在非劣解中选择满意解或最佳均衡解。多目标分析法中考虑了不可公度目标的组合及其影响因素,但各目标权衡系数的确定目前还没有可行的方法,这方面尚有待进一步研究。

(4) 大系统分解协调方法。此方法是将复杂的大系统分解为若干简单的子系统,实现子系统局部最优化,然后根据大系统的总任务和总目标使各子系统互相配合,实现全局最优化。水库群防洪系统是一个相互关联的复杂大系统,它具有多级谱系结构,因此分解协调法是解决水库群优化调度的有效途径之一,但目前此方法在水库群防洪系统中的应用才刚刚起步。

(5) 模糊决策方法。模糊决策方法为解决水库调度中方案的优选问题开辟了一条新途径,较成功地解决了传统数学方法难以胜任的问题,模糊逻辑规则鲁棒性较好,且易调整,好理解,能够反映专家意见,一次适宜推广应用于实际工程。

(6) 人工神经网络。该方法具有快速收敛于状态空间中一稳定平衡点的优点,对于如动态规划方法在串行计算机上模拟求解时存在的不同程度的“维数灾”问题,该方法可以提供一条新途径。

(7) 遗传算法。该方法是模拟生物在自然环境中遗传进化过程的一种自适应全局优化搜索算法,具有简单通用、鲁棒性强、适于并行处理的优点。遗传算法适于处理各类非线性问题,并常常能有效解决常规优化方法难以解决的复杂问题,因此,该方法在水库防洪优化调度中具有广泛的应用前景。

其他常见的优化方法诸如非线性规划、网络流规划等在水库调度中也得到应用。此外,一些新的优化方法如对策论、存储论、排队论、灰色系统等的产生和发展也极大地丰富了水库防洪优化调度的研究。

5 防洪调度运行的实施及其自动化系统

水电站水库调度自动化对水库运行情况的及时分析、对短期计划的合理调整、对水库未来形势的准确预测有着重要的作用,有了正确的决策,才能实现水库发电、防洪、蓄水等综合利用,取得重大的经济效益和社会效益。实施水库调度自动化,为电网运行决策提供一系列科学手段,是现代化电网不可缺少的重要组成部分。

5.1 防洪调度综合自动化系统的规划设计

根据《中华人民共和国防洪法》、《水情测报预报规范(SDJ-85-1)》、《综合利用水库调度通则》、《国家防汛抗旱总指挥部办公室水库洪水调度系统设计与开发规则》等法律、规范和条例,设计时充分考虑防汛信息管理系统的特点,特别强调水情自动测报系统的实效性,洪水预报实时性和准确性以及水库调度决策的合理性。系统设计的基本原则为:

(1) 系统的先进性和可靠性。系统的规划设计要立足于高起点,高要求,借鉴和引用发达国家的一些成功和先进的管理经验。当今世界的科学技术发展突飞猛进,在作规划时要充分考虑未来的发展趋势和要求以及整个国家水利电力行业发展的远景目标,保证总体设计的先进性和系统运行的可靠性。

(2) 经济实用,充分利用现有的软硬件设备。有些单位开展水库调度自动化的工作起步较早,已经开发和购置了一些应用软件和硬件设备,并经多年的应用检验,有些是可行的,需要保留下来。因此在作规划设计时,应在充分利用现有的软硬件设备的基础上,补充完善整个水库调度自动化系统,达到节省投资,经济实用的目标。

(3) 保证系统的规范化、通用化。根据国家水利电力部门的有关规范,统一水库电站各种水情和通信软件中的变量名、标识符、数据格式以及接口,保证系统能实现统一通信和调度,以及各水库之间的相互交流和软件集成开发。此外,还应考虑本部门或同其他部门网络的连接和交流,如“全国防洪指挥系统”,“全国水文分布式数据库系统”,“全国短期天气数值预报系统”,“全国科学教育网”以及“邮电通信网”等,保证所建立的系统能同这些有关系统连接和相互调用。

水库洪水调度系统框架结构图如图6.6-15所示。

5.2 水情信息自动采集系统

水情信息是水库调度工作中数量大、实时性强、有严密报送制度的基础信息,是水文预报、水库调度、防洪决策的

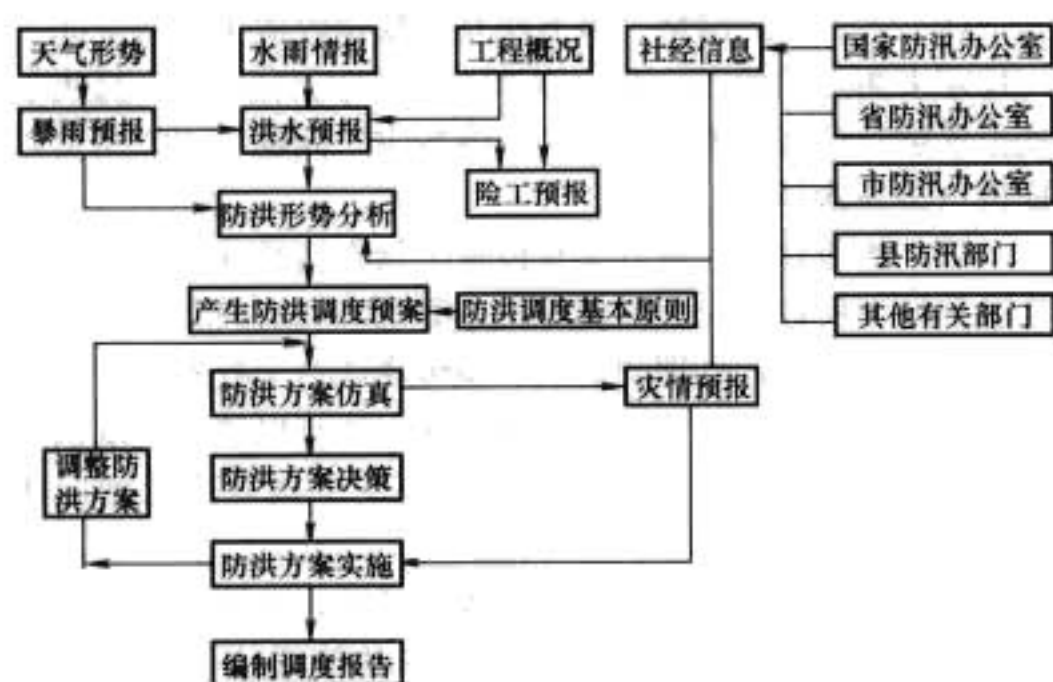


图 6.6-15 水库洪水调度系统框架结构图

主要依据。

5.2.1 水情自动采集装置

遥测系统的水文要素包括雨量、水位和流量。雨量传感器采用翻斗式雨量计，自动采集降雨量，分辨率 1mm。水文传感器采用浮子式自记水位计，增量采集水位变化量（分辨率 1cm），全量发送。流量采用常规手段测验，配置人工置数键盘，一次全量发送。

河道水文（位）站的水位计量站应不小于历年最低至历年最高水位的变幅，水库水位站的水位计量站应不小于坝前最大水位变幅。

水情自动测报系统一般由中心站、遥测站和多级中继站组成。

(1) 遥测站。遥测站是水情测报系统中的基本单元，一个较完整的遥测站一般包含传感器、调制器、收信机、接信机、天馈线、蓄电池、太阳能电池板、避雷装置等（图 6.6-16）。遥测站有多种分类方法，按工作体制一般可分为自报式、应答式、自报应答兼容式三种；按测量属性可分为水位遥测站、气象遥测站、雨量遥测站三种。遥测站平时处于静态守候工作状态，这时只有值守电路和 CMOS 单片机的数据存储器供电，其主电路不供电工作。当传感器的测量装置收到一个量测信号时，或有定时信号时，供电控制电路才通电，供电后单片机退出掉电状态，程序开始运行，依次采集站号，传感器参数并将累计值存入数据保护区内，然后进行信息编码，按规定的格式通过发射机发送出去，发送完毕，单片机给一个关机掉电命令，通过供电控制电路切断电源，回到守候状态。



图 6.6-16 遥测站基本组成框图

(2) 中继站。在水情测报系统中，中继站是遥测站到中心站之间的中转站。由于水情测报系统一般建在丘陵或高山区，当遥测站到中心站的距离过远或由于高山、树木及高大建筑物的阻挡，通信线路损耗过大，不能满足通信最低要求，因此需要设置中继站。中继站分为模拟中继和再生中继。模拟中继又分为中频转接中继和音频转接中继；而再生中继又分为元码再生中继和存储再生中继两种。模拟中继主

要用于话路等模拟信号的接收，也可用于数字信号的接收；再生中继主要用于数据通信系统中。在水情测报系统中，一条通道上可以有一级中继，也可以有多级中继。中继站的级数越少，通信可靠度越高。中继站一般由太阳能电池板、全向天线、蓄电池、低耗馈线、中继端机、双工电台等单元组成，主要负责信号的接收与转发。

(3) 中心站。中心站是水情测报系统的中枢神经，负责接收遥测系统中各类遥测站的数据，并负责加工处理，存贮，提供结论性的成果。中心站一般由天线、接收机、解调器、微机、打印机等单元组成（图 6.6-17）。中心站实现如下基本功能：实时接收水文遥测数据，并对接收的数据进行预处理；对中继站及测站工作状况进行监测；存储水情数据，供检索、查询、统计、显示、打印用；具备各类水情遥测数据越界报警功能。

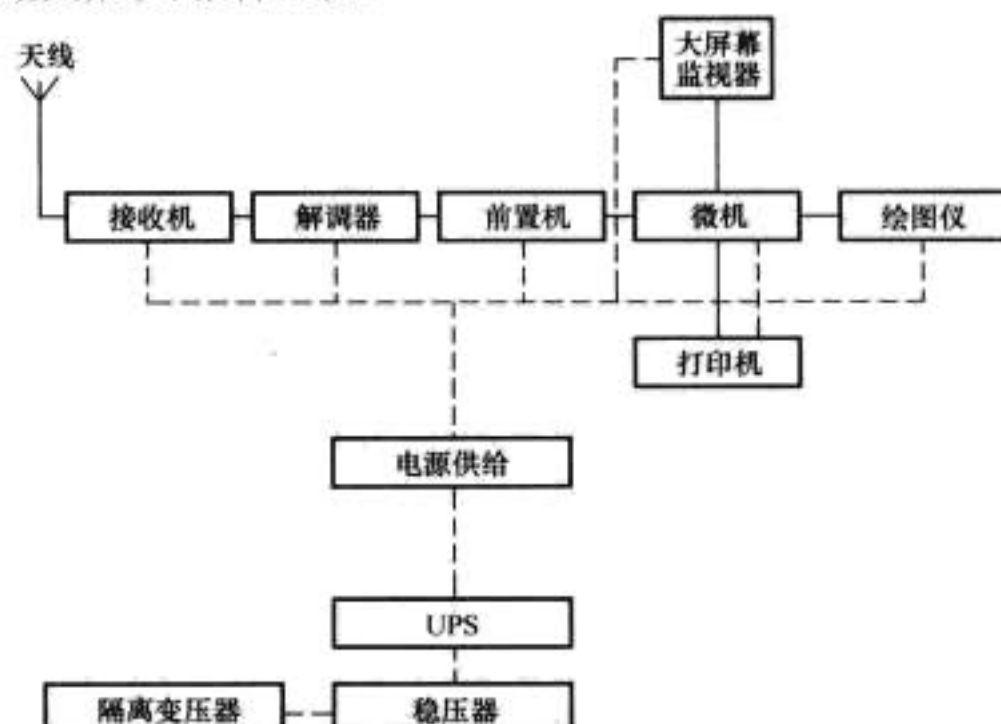


图 6.6-17 中心站基本组成框图

5.2.2 水情信息传输和分析处理

当完成数据采集并传输进入中心站的前置机后，系统工作即进入了数据处理和洪水预报的子系统。实时水情信息处理包括实时接收遥测水情数据，实时水情译电及电报发送，实时接收有线水位数据等。

实时水情处理硬件结构配置如图 6.6-18 所示。

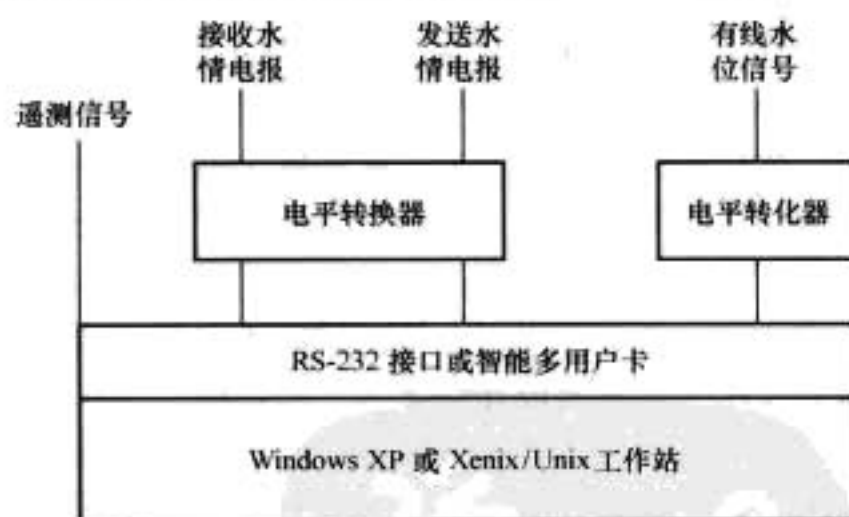


图 6.6-18 实时水情处理硬件结构配置图

目前水情信息处理往往采用高性能的微机或工作站承担，操作系统往往选用 Xenix/Unix、Windows XP。在工作站上采用 C、C++ 开发应用程序，数据库大多采用 Oracle、Sybase 客户/服务器结构。不管那种体系用户界面大都采用目前流行的图形界面。

实时数据处理是将降雨、水位、温度、风速、风向、湿度、气压等遥测数据编码、水情电报编码、有线水位数据编码，进行实时接收，解码后按照一定的数据格式进行存储，并提供人机界面，便于用户管理（图 6.6-19）。

其中，数据处理方式有：

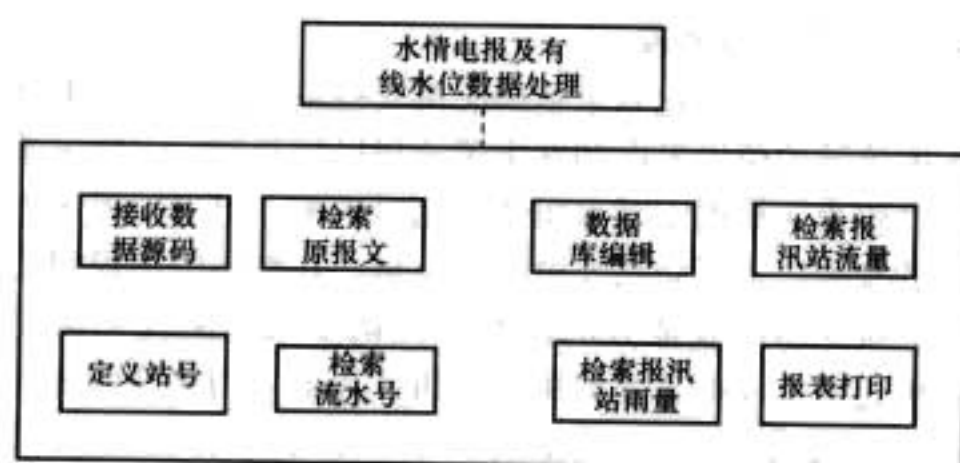


图 6.6-19 有线水位及水情电报数据管理流程图

(1) 遥测数据。主要有降水、温度、湿度、风速风向、水位等。编码由系统标志、站号标志、站号、数据标志、数据等部分组成，长度为 4 个字节。系统采用自报式设备增量加权数值初汛，可以用两种方法处理。第一种是如 12h 内无增量，发一个平安信号，数据与前次相同；另一种是不发信号。后者减少数据碰撞，缺点是不知系统正常工作与否。由于自报式系统允许少量的数据丢失，所以在处理过程中进行第一次合理性检查。首先检查各字节是否在允许范围内，其次是检查是否本系统数据，上述合理性检查完毕后交数据库，如有错误，忽略该组数据。

(2) 有线水位。每 5min 收集一次，在处理过程中进行合理性检查，合理数据存入数据库，有线水位一组数据为起始标志，坝上水位、落差、坝下水位、校对和数据接收采用定时采集方式，水位传送采用电流环方式，平均每两段发送一组数据。

(3) 水情电报。译电软件首先从接收程序开始，接收原报文，并将之存入报文缓冲区，查找报文流水号，然后将原文及流水号交电报写库软件写入文字数据库，存原报文处收报流水号下，查找电报挂号，把报文处理为标准格式。译电处理为标准格式。译电结果交与数据库软件，存入实时数据库中。

5.3 水调自动化计算机网络系统

在洪水预报和防洪调度自动化系统中，需要完成大量的数据采集、处理、存储、计算、图表输出、决策等操作，这些都需要有高水平的计算机应用技术支持。没有计算机与通信技术的发展，也就无法实现水库调度自动化。

对于防洪发电调度管理部门以及一些大型水库电站，建设水调自动化计算机网络系统，应具有完善的网络管理和文件服务管理功能，能向用户提供一个包括各种水情雨情、发电工况、洪水预报、水库调度等综合数据的采集、整理、生成、分析、搜索、查询、发布、利用等功能。

5.3.1 服务器和分布式体系结构

对于一些较大的计算机网络系统，其系统网络总体结构一般采用以小型机和高档工作站为网络或文件服务器，以微机作为网络工作站来组成分布式体系结构（即客户/服务器结构）。

5.3.2 网络的建设

由于因特网技术的高速发展，且因特网通信采用的是 TCP/IP 协议，因此，应选用国内外较为流行的 TCP/IP 通信协议，同时还应考虑兼顾 SPX/IPX, DECnet 等网络协议。这将有利于使水调自动化系统能将以前开发的多种体系结构、异种操作系统的计算机纳入到同一开发环境中，节省投资，实现网上资源共享。

建议上述网络系统可采用两级网络的设计思想，主干网采用高速局域网络技术，次级网则可采用一些低速网。这样

做的结果，能使网络既具有较高的传输速度，又能最大限度地保护用户前期投资利益。对于高速局域网络，目前较为流行的主要有 FDDI, Fast Ethernet 与 ATM 三种，这三种技术都比较先进，其中最成熟的是 FDDI，它是一种 100Mbps 共享网络技术。ATM（异步传输模式）网络采用先进的信元交换，效率比 FDDI 共享模式大大提高，能提供包括分布式处理，客户/服务器应用，带宽消费者，混合数据、声音和图像的多媒体应用。快速以太网（Fast Ethernet）是一种交换式星型结构，1996 年已宣布为标准（802.3V），可与以前的 Ethernet 网相兼容，同时由于它采用交换技术，因此在将来向 ATM 网络过渡时无需较大改动，加上快速以太网造价较低，即使将来网络升级，其硬件设备降级使用也不会造成浪费，也是网络建设的一种主选模式。

5.3.3 水调网络可实现的目标和功能

存储、处理水库流域水文、气象实时及历史数据信息。

存储、处理水库运行、调度和工情实时及历史数据信息。

实时接收、处理水情遥测、实时在线水位等数据信息。

实现各类相关数据库资源、应用文件和硬件设备的网上共享。

5.3.4 网络系统设备的配置

水调自动化计算机网络系统主要由以下几部分组成：

(1) 网络服务器。主要由网络管理服务器、文件服务器、数据库服务器、邮件服务器、远程访问服务器以及 WWW 服务器等组成。网络服务器负责整个网络系统的管理和维护，并为网络用户提供高速、安全、有效的文件管理和数据库支持以及远程登陆和访问功能。

(2) 网络连接交换设备。主要由快速 Ethernet 交换机、ATM 交换机、网桥、网关、路由器、光缆及双绞线等组成。它为网上用户提供高速、宽频和安全可靠的网络通道及各工作站间的相互连接。

(3) 通信子网。主要由宽带通信链路组成，它为网络用户提供高速的通信连接。

(4) 网络工作站。主要有图形工作站，微型计算机等桌面设备，它作为洪水预报和水库调度的主要终端设备，为防汛部门提供高速、优质的气象、水文、洪水预报以及防洪调度等工作。

一些大型水库或电站的水调自动化网络系统，其主干网可采用交换式的快速以太网或 ATM/交换式高速以太网技术。考虑到未来网络技术的发展需要，网络主交换机除配置有管理监督块外，还应配置多端口 100BASE-TX 交换端口，通过多芯多模或单模光缆将水调管理相关部门接点（如水调中心、气象中心、防汛指挥中心、信息中心及数据采集中心等）相互连接，形成本地水调计算机局域网的主干。对于各节点以下的计算机系统或网络系统，则通过配置的 10/100 自适应交换机或集线器分别将他们与系统主干相连接，组成完整的本地局域网。对于本地网络服务器，则要求其运行速度高，输入输出带宽，存储容量大，以保证系统有良好的反应速度和较大的存储空间，对于与水库调度有关的其他局域网，则可通过系统有良好的反应速度和较大的存储空间。对于与水库调度有关的其他局域网，则可通过网桥或路由器以及远程服务器连入主网，达到资源共享的目的。

5.4 防洪调度决策支持系统

水调自动化专家辅助决策支持系统研究是一个正在发展、十分活跃的领域，人们日益重视信息查询与模型仿真的

有机结合,广泛应用地理信息系统技术,图像技术和信息集成处理技术,其结构设计正朝着可视、交互、智能、集成化方向发展。专家系统的功能是提供一个数据和模型之间的智能界面,以及描述用户和机器的对话过程。专家系统除了可帮助决策外,还是培训没经验决策者(或管理技术人员)的一种十分有效的工具。

5.4.1 系统特点

防洪发电调度决策实质是将行之有效的调度会商与计算机的辅助支持结合起来,因此水库调度自动化专家辅助决策系统的工作特点概括为:要求多方面协同工作,信息查询和系统仿真相结合,人机交互快速同步进行,主要目的是激发群体指挥,选择合理可行、易于实施的防洪发电调度方案。

5.4.2 系统的主要功能

(1) 运用现代化网络通信和信息处理技术,通过数据库和知识库查询检索大量有关的历史和实时水情、雨情、工情信息,经专家群体分析综合,吸收其中最有价值的内容,以丰富、扩展专家群体智慧,深化定性分析。

(2) 将专家群体在会商过程中提出的调度方案、抉择、数据等各种信息,与计算机仿真模拟技术结合起来,对水情变化和调度预案反复进行定性,特别是定量的分析,使之从感性到理性、从微观到宏观、从局部到整体,迅速做出较准确的汛情发展趋势判断和防洪发电调度决策方案,进一步调动专家群体的知识和经验,激发创造性思维。

(3) 利用可视化或多媒体技术,特别是遥感、遥测和信息网络技术,不仅可以直观、形象地观测到大范围天气形势的动态变化,而且可以将千里之外的洪水场景同步传输到调度指挥中心,使决策者犹如身临其境,扩展了认识范围,便于全面、准确、如实、动态地把握水雨情变化和洪水环境,审定所提方案的实用性,并不断予以调整,找出最佳方案。

(4) 在防汛过程中,随着汛情的不断发展,必须及时利用现代化信息网络,快速将提出的防洪决策方案在实施过程中遇到的问题与新情况反馈回来,显示在会商中心的电子屏幕上,迅速调整各种模型、方案、数据,预测新的效果,再提供新的最佳决策。如此不断循环往复下去,一次比一次更准确、更高明。

(5) 水库调度自动化专家辅助决策支持系统所提供的信息环境有助于充分发挥专家经验和知识的作用,把科学理论与经验知识结合起来,激发专家的创造性思维和联想、直觉及灵感,对防汛发电调度中的关键问题进行分析判断,抉择合理和科学的决策。

5.4.3 系统开发方法

系统开发采用原形法和工程法相结合的软件开发流程,自顶向下设计各功能模块;由主到次设计数据流程;本着经济、可靠、先进、适应性强的原则,选择软、硬件环境。在系统集成和调试阶段采取先主后次、保证重点,兼顾其他的原则逐个调试,以保证整个系统自然可靠的运行。

5.4.4 系统开发流程

系统调度自动化专家辅助决策支持系统必须紧紧围绕现有水库流域的防洪发电调度决策流程进行开发。实时决策的大致过程为:根据实时水雨情信息对未来一定时段内水雨情变化的预测,进行防洪发电形势分析;在整体防洪规划的约束下,按照水库或地方的洪水优化调度或防洪优化调度方式,确定各水库的蓄泄对策,分析计算如采用这样的蓄泄对策将对各流域的影响,将上述信息全部进入防洪决策支持系统;水调部门主要根据以上信息及工情、灾情等其他信息,经过判断,提出防洪发电调度预案集;然后通过防洪发电模型和洪水演进模型对预案进行水情仿真,评价其效果和影响,再由专家分析、对比、判断、综合,最后经决策部门确定采取的水库蓄泄对策,并付诸实施。系统开发的目的是在给定的软硬件环境和信息支持的前提下,能快速、灵活、直观地为防洪发电调度决策者提供多层次、多方位和准确的信息,以增强和扩充其在防洪发电调度决策过程中的分析、综合、洞察和判断能力。

5.4.5 系统总体逻辑结构

该系统从功能上可分为系统总控、信息查询(包括防洪历史文件规程等)、防洪发电调度、数据库(含水文气象)和知识库五大功能块。系统的总体逻辑结构是,以数据库和知识库作为基本信息支撑,通过总控程序构成水调自动化专家辅助决策支持系统的运行环境,辅以友好的人机界面和人机对话过程,有效地实现信息查询和防洪发电调度两大操作功能。

信息查询实现防洪发电调度决策过程中所需的各种信息查询、数据检索等功能,主要包括实时水雨情、气象信息、水文历史信息、防汛文档、预报预测结果等信息的查询。要求信息查询响应速度快,表达形象直观、清晰简洁,操作方便。防洪发电调度是系统的核心功能块,其基础是各种调度模型和洪水演进模型。针对防洪发电调度决策常采用会商形式,即专家群体决策这一特点,设计决策方案管理子模块,可对各方案进行统一管理和综合比较,供决策者选择,付诸实施。数据库和知识库模块该系统的两大信息支持块。数据库模块实现各种防洪发电调度所需的实时、历史、预测的数据,水利工程设施,地图空间,社会经济数据等信息的管理和数据更新。知识库模块包括防洪发电调度决策过程中所需查询的各种文档资料,如调度规则、法规政策、专家对关键问题的论述等。

各库或模块之间的逻辑关系可简要表述为:模型库为数据库提出数据需求及存储格式要求,数据库作为数据源,通过接口程序为模型库提供模型运行所需的数据;模型运行的结果以约定的存储格式存入数据文件,数据库对模型运行结果数据进行统一的管理。知识库是一个相对独立的系统,通过总控程序直接对其内容进行查询。

参考文献

- [1] 张勇传. 水电站经济运行原理. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.
- [2] 《中国水力发电工程》编审委员会. 中国水力发电工程(运行管理卷). 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [3] 《中国电力百科全书》编审委员会. 中国电力百科全书(水力发电卷). 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [4] 程学敏, 朱成章, 邴凤山. 水电在中国能源开发中的地位(英文). 水电能源科学, 1983(1).
- [5] 黄益芬. 发挥水电能源作用的系统分析. 系统工程, 1985(1).
- [6] 钱正英, 张光斗. 中国可持续发展水资源战略研究综合报告及各专题报告. 北京: 中国水利水电出版社, 2001.
- [7] 傅春, 冯尚友. 水资源持续利用(生态水利)原理的探讨. 水科学进展, 2000(11).
- [8] 吴正佳, 周建中, 杨俊杰, 屈亚玲. 调峰容量效益最大的梯级电站优化调度. 水力发电, 2007(1).
- [9] 刘兰芬. 河流水电开发的环境效益及主要环境问题研究. 水利学报, 2002(8).
- [10] Shiklomanov I A. World fresh water resources. In monograph "Water in Crisis". Oxford University Press, 1993, 13-25.
- [11] 冯峰, 孙五继. 洪水资源化的实现途径及手段探讨. 中国水土保持, 2005(9).
- [12] 冯秋生, 邱正光. 文物保护与水电工程建设和移民安置的关系. 人民长江, 1999(11).
- [13] 晏志勇, 张一军. 我国水电开发与移民安置. 水力发电, 2005(1).
- [14] 李钰心. 水电站经济运行. 北京: 中国电力出版社, 1999.
- [15] Salmon G M, Hartford D N D. Risk Analysis for Dam Safety. International Water Power and Dam Construction. 1995, (3): 42-44 ; 38-39.
- [16] 李雷. 大坝风险评价与风险管理. 北京: 中国水利水电出版社, 2006.
- [17] 虞锦江, 梁年生, 金琼等. 水电能源学. 武汉: 华中工学院出版社, 1987.
- [18] O'Neill-Carrillo E, Heydt G T, Kostelich E J. Chaotic Phenomena in Power Systems: Detection and Applications. Electric Machines and Power Systems. 1999, 27: 79-91.
- [19] 杨正瓴, 林孔元. 电力系统负荷记录混沌特性成因的探讨. 电力系统自动化, 2002(10).
- [20] Rodriguez-Iturbe I, De P F B, Sharifi M B. Chaos in rainfall. Water Resources Research. 1989, 25(7): 1667~1675.
- [21] Jayawardena A W, Lai F. Analysis and prediction of chaos in rainfall and stream flow time series. Journal of Hydrology. 1994, 153 : 2352.
- [22] B. Sivakumar. Chaos theory in hydrology: important issues and interpretations. Journal of Hydrology, 2000, 227: 1-20.
- [23] 赵军科, 李郁侠. 我国电价时间序列混沌特性分析及电价预测. 电网技术, 2006(S2).
- [24] 杨俊杰, 周建中, 喻菁, 吴玮. 混合混沌优化方法及其在非线性规划问题中的应用. 计算机应用, 2004(10).
- [25] 王栋, 朱元铎. 防洪系统风险分析的研究评述. 水文, 2003(4).
- [26] 周惠成, 董四辉, 邓成林等. 基于随机水文过程的防洪调度风险分析. 水利学报, 2006(2).
- [27] 董子敖, 闫建生, 刘文彬等. 径流时空相关时梯级水库群补偿调节和调度的多目标多层次优化法. 水力发电学报, 1986(2).
- [28] 吴炳方, 朱光熙, 孙锡衡. 多目标水库群的联合调度. 水利学报, 1987(2).
- [29] 田红, 吴必文, 陆维松. 基于GIS的水库防洪决策支持系统. 南京气象学院学报, 2002(2).
- [30] 董哲仁. 生态水工学的理论框架. 水利学报, 2003(1).
- [31] 禹雪中, 杨志峰, 廖文根. 水利工程生态与环境调度初步研究. 水利水电技术, 2005(11).
- [32] 陈卫钢, 周建中, 常黎. 基于专家系统的水电机组振动故障诊断研究. 华中科技大学学报(自然科学版), 2002(6).
- [33] 黄强. 水能利用. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.
- [34] 陆佑楣, 潘家铮. 抽水蓄能电站. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [35] 常黎, 周建中等. 抽水蓄能电站优化运行方式的混合遗传算法. 华中科技大学学报(自然科学版), 2002(6).
- [36] 晏志勇, 翟国寿. 我国抽水蓄能电站发展历程及前景展望. 水力发电, 2004(12).
- [37] 于文革. 抽水蓄能电站运行方式和电网经济效益分析. 水力发电, 2002(4).
- [38] 吴至复, 曾鸣, 刘宝华等. 电力市场中的水火电优化调度模型及其应用. 电网技术, 2006(15).
- [39] 张铭, 丁毅, 袁晓辉等. 梯级水电站水库群联合发电优化调度. 华中科技大学学报(自然科学版), 2006(6).
- [40] 徐晨光, 刘晓黎, 黄强等. 水电站经济运行理论及算法. 郑州: 黄河水利出版社, 2006.
- [41] 韩菊红, 温新丽, 马跃先. 水电站. 郑州: 黄河水利出版社, 2003.
- [42] 许建安. 水电站自动化技术. 北京: 中国水利水电出版社, 2006.
- [43] 万永华. 水电能源系统规划. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [44] 魏永霞, 干丽学. 工程水文学. 北京: 中国水利水电出版社, 2005.
- [45] 张强. 水能动力工程新技术. 北京: 中国水利水电出版社, 2005.
- [46] 麻荣永. 水电站水库随机优化方法. 北京: 中国水利水电出版社, 2001.
- [47] 郑源, 张强. 水电站动力设备. 北京: 中国水利水电出版社, 2003.
- [48] 李建华, 陈森林, 蓝家万. 水电站厂内负荷优化分配的通用算法研究. 中国农村水利水电, 2006, 4: 103-107.
- [49] 袁晓辉, 王乘, 张勇传. 水电系统短期经济运行的新

- 方法. 水力发电学报, 2006, 25(4): 1-5.
- [50] 袁晓辉, 张双全, 王金文. 拟梯度遗传算法在水电厂厂内经济运行中的应用研究. 电网技术, 2000, 24(12): 66-70.
- [51] 张仁贡. 水电站动力特性分析软件的开发与应用. 水利水电技术, 2006, 37(8): 68-70.
- [52] 练继建, 李辉. 李家峡双排机水电站厂内经济运行研究. 天津大学学报, 2006, 39(5): 523-527.
- [53] 刘忠源, 徐睦书. 水电站自动化. 北京: 中国水利水电出版社, 2003.
- [54] 蒋静华. 水轮发电机组运行与维护. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [55] 杨冠城. 电力系统自动装置原理. 北京: 中国电力出版社(第二版), 1995.
- [56] 季一峰. 水电站电气部分. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [57] 吴鸿涛. 电气工程师手册 第14篇 水力发电. 北京: 机械工业出版社, 1987.
- [58] 王民有, 谢洪平, 倪勇慎. 抽水蓄能电站的最优运行方式及其静态效益分析. 电力系统及其自动化学报, 1999, 11: 39-44.
- [59] 郑源, 张强. 水电站动力设备. 北京: 中国水利电力出版社, 2003.
- [60] 金钟元, 伏羲淑. 水电站. 北京: 中国水利水电出版社, 1994.
- [61] 张洪楚. 水电站. 北京: 中国水利水电出版社, 1994.
- [62] 许建安. 水电站自动化技术. 北京: 中国水利水电出版社, 2006.
- [63] 郑登有. 水力发电技术知识丛书 第十分册 水工机械设备. 北京: 水利水电出版社, 1985.
- [64] 赵亮. 现代化变电所(站)运行全书. 北京: 中国物价出版社, 1996.
- [65] 王定一. 水电厂计算机监视与控制. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [66] 方辉钦. 现代水电厂计算机监控技术与试验. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [67] 周德贵, 巩北宁. 同步发电机运行技术与实践. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [68] 林亚一. 水轮机调节及辅助设备(第二版). 北京: 水利电力出版社, 1986.
- [69] 蔡燕生. 水轮机调节. 郑州: 黄河水利出版社, 2003.
- [70] 甘肃省电力工业局合编. 水轮发电机组运行技术. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [71] 潘勇伟, 陈美珠. AGC 过程控制及其分析. 华东电力, 1996(3): 14-19.
- [72] 吴正义, 张雪桂, 汪军, 张启明, 朱万奎. 清江梯级水电站 AGC 的工程实现. 水电站自动化与大坝监测, 2002, 26(2): 5-8.
- [73] 汪德星, 杨立兵. 自动发电控制(AGC)技术在华东电力系统中的应用. 华东电力, 2005, 33(1).
- [74] 陈宁珍. 水库运行调度. 北京: 水利电力出版社, 1993, 10.
- [75] 张勇传. 水电系统最优控制. 武汉: 华中理工大学出版社, 1993.
- [76] 陈洋波, 陈安勇. 水库优化调度. 武汉: 湖北科学技术出版社, 1995.
- [77] 王本德. 水电系统规划、管理决策方法论. 北京: 中国电力出版社, 1997, 8.
- [78] 阮本清, 梁瑞驹, 王浩等. 流域水资源管理[M]. 北京: 科学出版社, 2001.
- [79] 中华人民共和国水利部. 综合利用水库调度通则. 北京: 水利电力出版社, 1993.
- [80] 武鹏林等编著. 水利计算与水库调度[M]. 北京: 地震出版社, 2000.
- [81] 国家防汛抗旱总指挥部办公室, 水利部南京水文水资源研究所. 中国水旱灾害[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1997.
- [82] 水利部长江流域规划办公室、河海大学、水利部丹江口水利枢纽管理局合编. 综合利用水库调度. 北京: 水利电力出版社, 1990, 3.
- [83] 熊华康编. 水库调度技术问答. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [84] 陈惠源. 江河防洪调度与决策. 武汉: 武汉水利电力大学出版社, 1998, 8.
- [85] 陈惠源, 张永平. 水资源系统分析与规划. 北京: 中国水利水电出版社, 1995, 9.
- [86] 叶秉如主编. 水资源系统优化规划与调度. 北京: 中国水利水电出版社, 2001, 7.
- [87] 刘冀, 王丽学. 水库群防洪联合调度研究现状与展望. 水电能源科学, 2004, 6.
- [88] 郭生练. 水库调度综合自动化系统[M]. 武汉: 武汉水利电力大学出版社, 2000.
- [89] 《长江防洪系统实时调度研究》编辑委员会编. 长江防洪系统实时调度研究. 北京: 中国水利电力出版社, 1997.
- [90] 梅亚东. 梯级水电站防洪优化调度模型及解法. 武汉水利电力大学学报, 1999(10).
- [91] 李钰心. 水资源系统运行调度. 中国水利水电出版社, 1996, 5.
- [92] 陈守煜. 工程水文水资源系统模糊集分析理论与实践. 大连理工大学出版社, 1998, 6.
- [93] 湖南省电力公司编. 湖南省大型水库防洪调度研究. 北京: 中国电力出版社, 2002, 7.
- [94] 都金康, 李罕, 王腊春, 严苏. 防洪水库(群)洪水优化调度的线性规划方法[J]. 南京大学学报(自然科学)1995, 31(2).
- [95] 郭生练, 彭辉, 王金星等. 水库洪水调度系统设计与开发[J]. 水文, 2001, 21(3): 4-7.
- [96] 向文英. 工程水文学. 重庆: 重庆大学出版社, 2003.
- [97] 廖松. 工程水文学. 北京: 清华大学出版社, 1991.
- [98] 李承军, 余昕卉, 程淑. 分时电价下水电站群短期优化调度模型研究. 水利水电技术, 2005, Vol. 36, no. 7: 116-119.
- [99] 权先璋, 李承军等. 水电站优化调度规则研究. 华中理工大学学报, 1999, vol. 27, no. 12: 36-38.
- [100] 李承军, 陈毕胜, 张高峰. 水电站双线性调度规则研究. 水力发电学报, 2005, vol. 24, no. 1: 11-15.
- [101] 张勇传. 系统辨识及其在水电能源中的应用. 武汉: 湖北科学技术出版社, 2008.

第 7 篇 抽水蓄能电站

主编单位：哈尔滨电机厂有限责任公司

中国水电工程顾问集团公司

中国水利水电建设集团公司

主 编：王泉龙 刘平安 史毓珍 赵 琨 付元初

编写人员：王泉龙（哈尔滨电机厂有限责任公司）

刘平安（哈尔滨电机厂有限责任公司）

赵 琨（中国水电工程顾问集团公司）

史毓珍（中国水电工程顾问集团公司）

付元初（中国水利水电建设集团公司）

卜良峰（哈尔滨电机厂有限责任公司）

孙玉田（哈尔滨大电机研究所）

宫让勤（哈尔滨电机厂有限责任公司）

李广德（哈尔滨大电机研究所）

张乐福（哈尔滨大电机研究所）

王建刚（哈尔滨电机厂有限责任公司）

代 然（哈尔滨电机厂有限责任公司）

李之勇（中国水利水电第五工程局有限公司）

马军领（中国水利水电第四工程局有限公司）

武中德（哈尔滨大电机研究所）

赵常伟（山东泰山抽水蓄能电站有限责任公司）

朴春光 (哈尔滨电机厂有限责任公司)
曲建国 (哈尔滨电机厂有限责任公司)
贾 允 (哈尔滨电机厂有限责任公司)
宁玉泉 (华中科技大学)
吕桂萍 (哈尔滨大电机研究所)
曲 扬 (哈尔滨电机厂有限责任公司)
高 欣 (哈尔滨电机厂有限责任公司)
魏显著 (哈尔滨大电机研究所)
张春莉 (哈尔滨大电机研究所)
李桂芬 (哈尔滨大电机研究所)
安志华 (哈尔滨大电机研究所)
吴军令 (哈尔滨大电机研究所)
刘 莹 (哈尔滨大电机研究所)
李 军 (山东泰山抽水蓄能电站有限责任公司)
李少春 (山东泰山抽水蓄能电站有限责任公司)

数字图书馆
PDG

第1章 抽水蓄能技术的应用和发展

1 抽水蓄能电站的类型

抽水蓄能电站利用电网中低谷负荷时的电力将水抽至高处，在高峰负荷时再放水发电。其类型划分如下：

(1) 按开发方式，主要可分为纯抽水蓄能电站和混合式抽水蓄能电站两种。纯抽水蓄能电站没有或基本没有天然来水进入上水库，电站抽水和发电两种工况的水量只是循环使用，仅需从外部补充由于蒸发和渗漏而损失的水量。国内外绝大多数的抽水蓄能电站均属这种型式，如我国已建的广州、天荒坪、十三陵等抽水蓄能电站。混合式抽水蓄能电站的上水库有天然径流汇入，发电水源一部分来自于天然径流，另一部分则来源于抽水蓄能的水量。一些利用已建水库扩建或改建的抽水蓄能电站多属这种类型，厂房内一般装有常规水机组和抽水蓄能机组两种机型，如我国的潘家口、响洪甸、白山等电站。另外，还有少数调水式抽水蓄能电站，其上水库建于分水岭高程较高的地方，在分水岭某侧拦河建下水库，并建水泵站将水抽至上水库。在分水岭的另一侧河流上建常规电站从上水库引水发电，尾水则流入水面高程较低的河流。此类电站的下水库有天然径流汇入，上水库则没有。其调峰发电量大于填谷电量。以上抽水蓄能电站类型如图 7.1-1 所示。

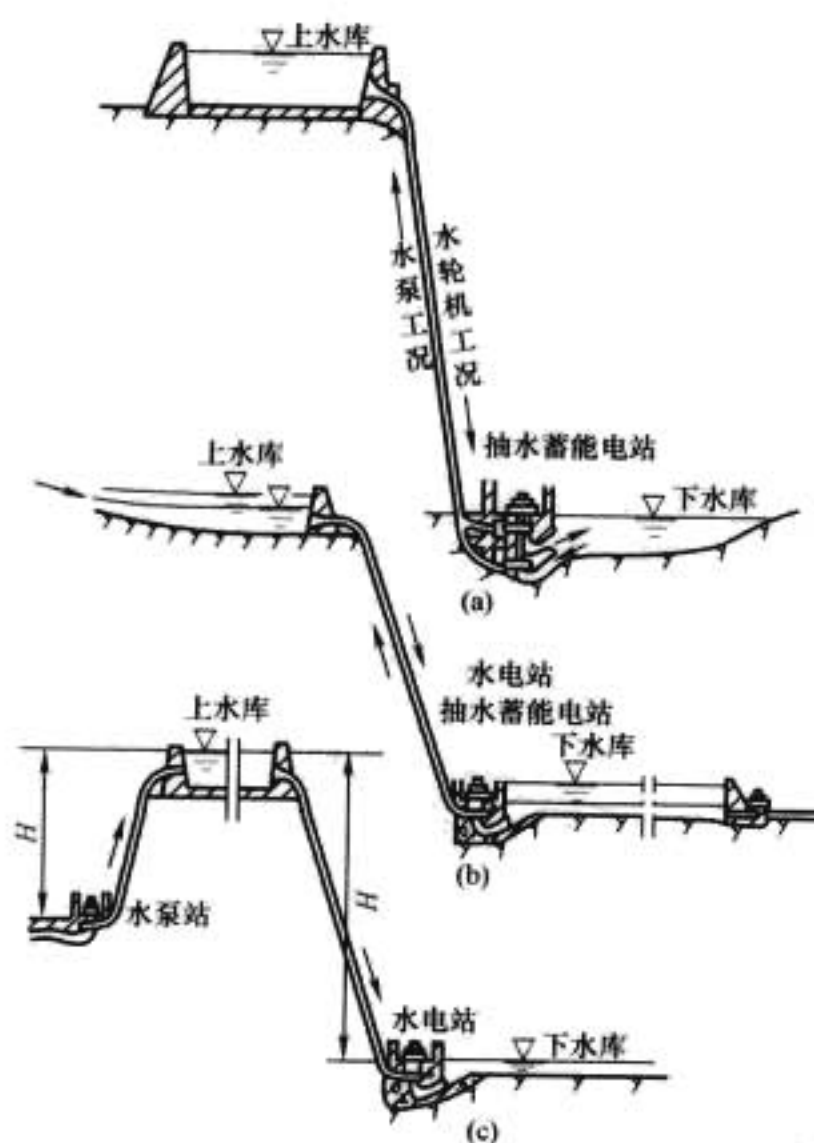


图 7.1-1 抽水蓄能电站类型

(a) 纯抽水蓄能；(b) 混合式；(c) 调水式

(2) 按调节方式，可分为日调节、周调节和季/年调节抽水蓄能电站。日调节以一天 24 小时为一个抽水、发电的循环周期；周调节以一周时间为一个循环周期；季/年调节一般用抽蓄年内的汛期水量供枯水季发电使用。

(3) 按利用的水头/扬程不同，分为高水头/扬程和中低

水头/扬程抽水蓄能电站。一般而言，在装机容量相同的条件下，随着水头/扬程的提高，电站效益随之提高而工程造价则相对降低。

2 抽水蓄能电站在电网中的作用

抽水蓄能电站以其运行方式多样、启动快速、调峰调频性能优良等特点，对电网的安全稳定、经济运行、保证和提高电网的供电质量等方面都具有重要意义。它具备调峰、填谷、调相、事故备用和黑启动等多项功能。

首先是调峰、填谷。抽水蓄能电站主要的运行方式是抽水和发电，日调节电站在日间利用抽至上水库的水在电网中带尖峰发电，补充电网调峰容量的不足，而夜间利用电网低谷时其他电源（火电、核电、水电等）的多余电能抽水，填充电网负荷曲线上的低谷，即填谷作用，从而提高火电或核电以至全电网运行的安全性和经济性。

其次是调频、调相和事故备用。抽水蓄能电站启动、停机速度快，自动跟踪电网负荷变化的能力强，“爬坡”速度也快，因而是电网调频的理想电源。

抽水蓄能机组具有比常规水机组更强的调相运行功能，在发电和抽水工况下均可实现发出无功功率调相或吸收无功功率进相的运行方式，且工况转换快速灵活，对稳定电网的电压比常规水电更为有效。

大型纯抽水蓄能电站一般设计有事故备用库容，且机组具有多种工况相互快速转换的功能。

另外，由于抽水蓄能电站一般靠近负荷中心且技术上较易实现“黑启动”，故电网多要求抽水蓄能电站具备此功能，即当电力系统崩溃、在电站无外来电源情况下，机组可以迅速启动发电，实现电力系统恢复。

对于大火电或核电装机容量比重较大的电网，由于火电或核电机组受最小技术出力的限制，建设适当规模的抽水蓄能电站，可节省燃料消耗及提高机组运行的安全性；对于“西电东送”电网的受端，因西部水电调节能力受径流、库容的限制，不能完全满足受端电网对东送电力电量时间分配的要求，因此，在“西电东送”的受端，建设适当规模的抽水蓄能电站可提高该电网的供电质量，也是对“西电东送”战略方针的支持。

3 抽水蓄能电站的主要建筑物

不同型式的电站有不同的枢纽布置形式，建筑物也不尽相同。混合式抽水蓄能电站的主要建筑物与常规水电站基本相同，上水库或下水库都有可能是已建常规水电站的水库，厂房可以新建，也可与常规水机组共用。我国的潘家口水电站是混合式抽水蓄能电站，其主要建筑物布置如图 7.1-2 所示；纯抽水蓄能电站包括上水库、输水系统（含上游引水和下游尾水）、安装机电设备的厂房和下水库等，如图 7.1-3 所示。

大型纯抽水蓄能电站要求上水库有好的防渗性能；相对常规水电站而言，地下工程多而复杂；一般高水头/扬程的机组居多，且要求较大的淹埋深度；输水系统一般较长。这些都是抽水蓄能电站建筑物的特点，有时也构成工程建设的难点。

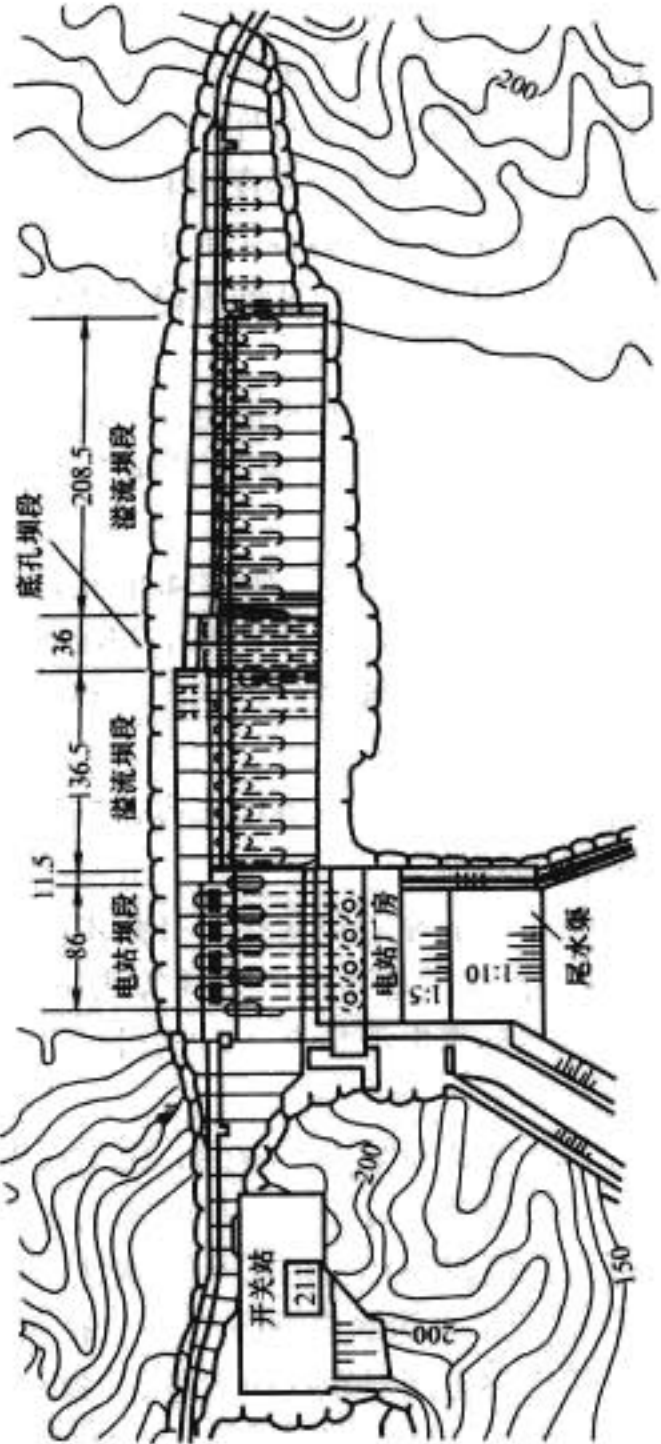


图 7.1-2 潘家口抽水蓄能电站枢纽布置图

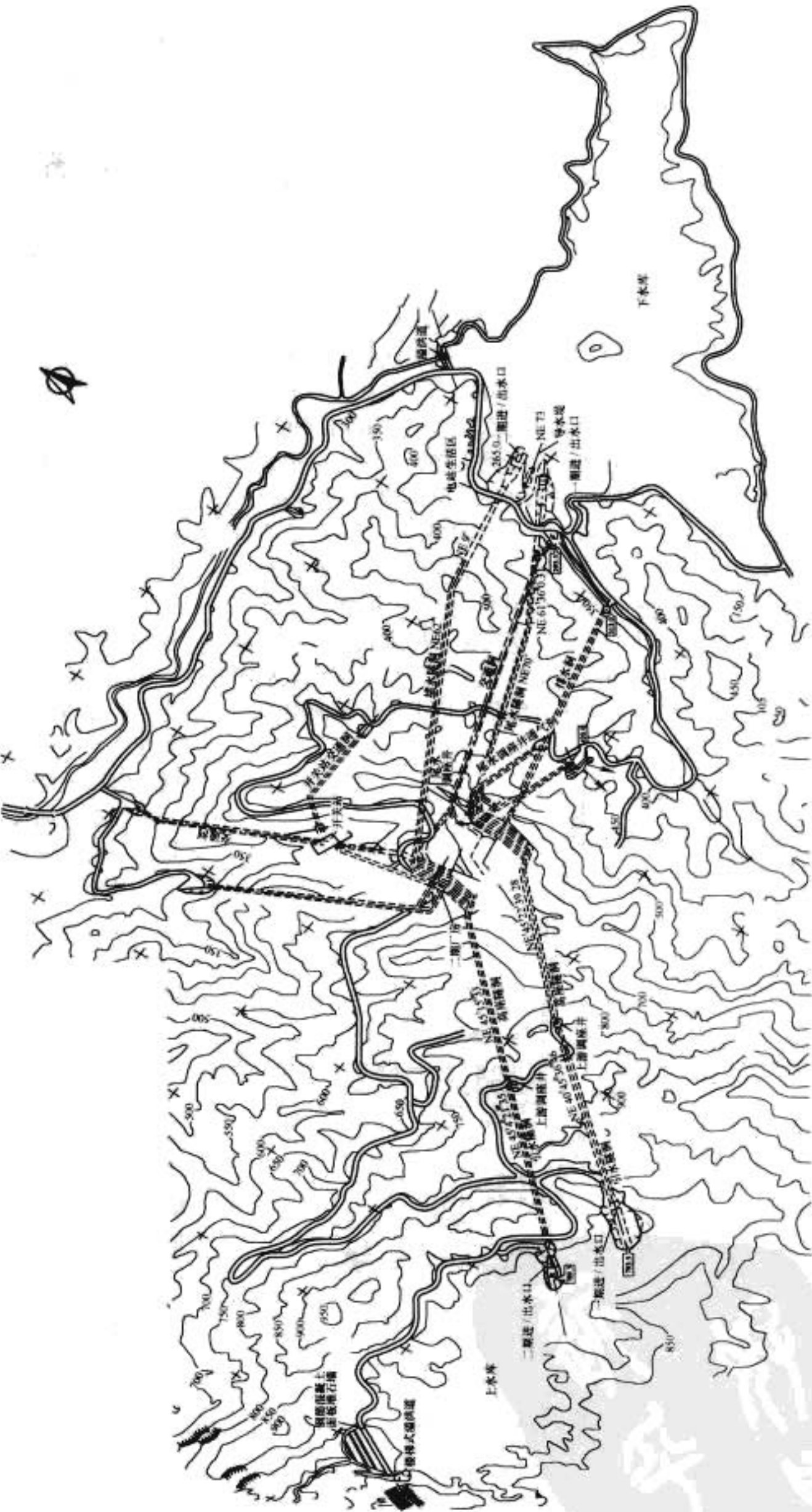


图 7.1-3 纯抽水蓄能电站的主要建筑物布置

大量而复杂的地下工程和高压长输水工程是当前大型抽水蓄能电站设计、施工的另一特点和技术难点。特别当装机台数较多时,随之产生的还有上游高压岔管的设计施工和输水系统的水力过渡过程计算技术等,这些都是蓄能电站除机组外的水工建筑物的关键技术问题。

4 抽水蓄能电站的机组

4.1 抽水蓄能机组的型式

4.1.1 组合式

抽水机组和发电机组分别独立设置,也称四机式,国外均用于抽水蓄能技术发展的早期,分为立式和卧式两种布置。应用该型机组的电站土建及机组造价高,随着技术的进步已基本不再应用。

4.1.2 三机式和可逆式

将发电机和电动机合为一体,成为发电电动机;抽水水泵和水轮机则根据不同水头和制造技术,选择不同型式分开设置并与发电电动机连接,分别按发电和抽水工况运行,称三机式,如图 7.1-4 所示。该型式机组目前多用于 700~800m 及以上的水头/扬程。

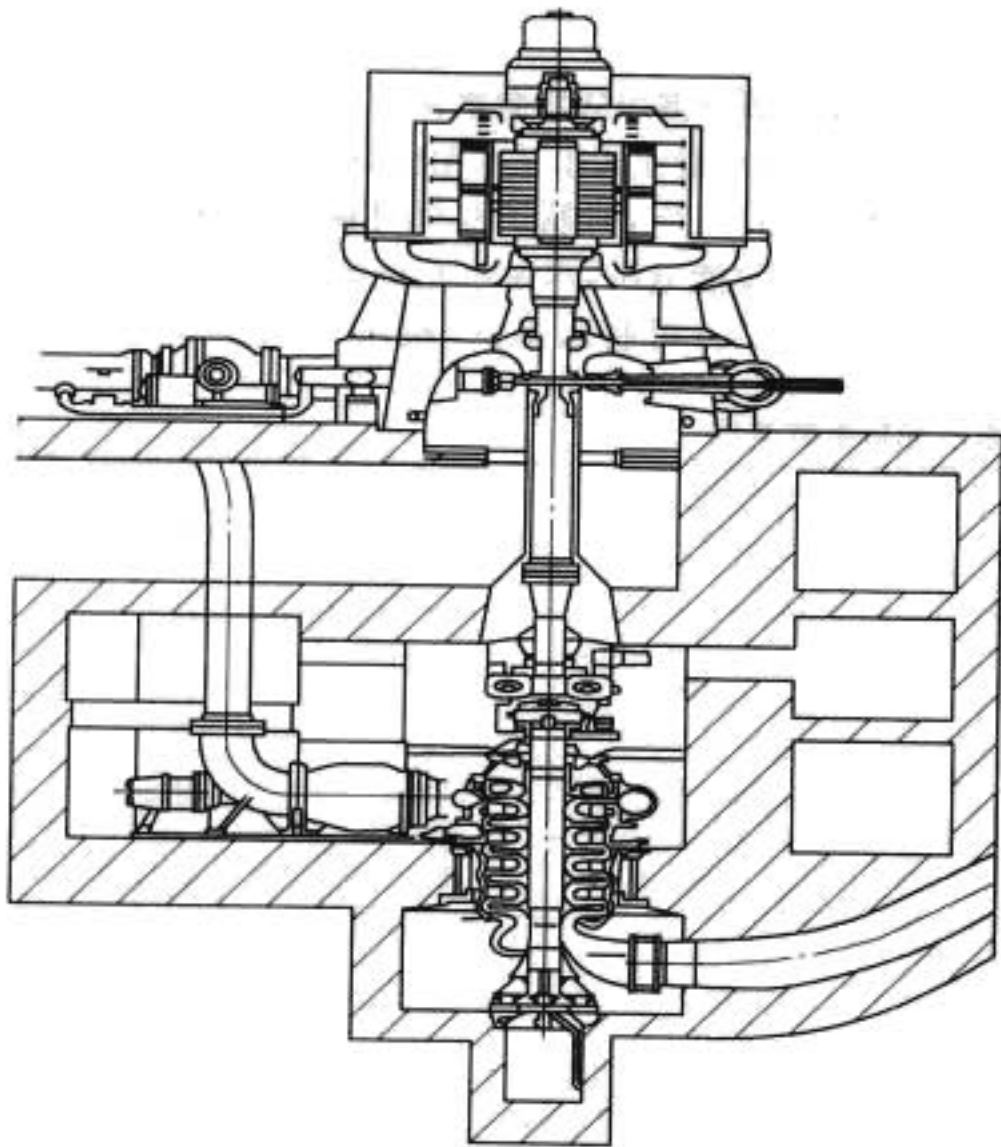


图 7.1-4 三机式机组

将水轮机和水泵合为一体时称水泵水轮机。将其与发电电动机相联,发电、抽水两种工况分别向不同方向旋转的机组称为可逆式。按照不同使用水头和布置要求以及水泵水轮机型式不同,又可区分为混流可逆式、斜流可逆式和贯流可逆式。根据水泵水轮机转轮的数目不同,混流可逆式根据转轮数目又有单级混流可逆式和多级(包括双级)混流可逆式之分。多级(包括双级)混流可逆式机组如图 7.1-5 所示,单级混流可逆式机组如图 7.1-6 所示。

现代抽水蓄能电站中最具代表性的机组是由水泵水轮机和发电电动机组成的单级混流可逆式机组。它具有应用水头/扬程范围宽、结构简单、价格低廉等特点,是国内外应

用最广泛的机组,也是技术发展和进步的代表性机组。

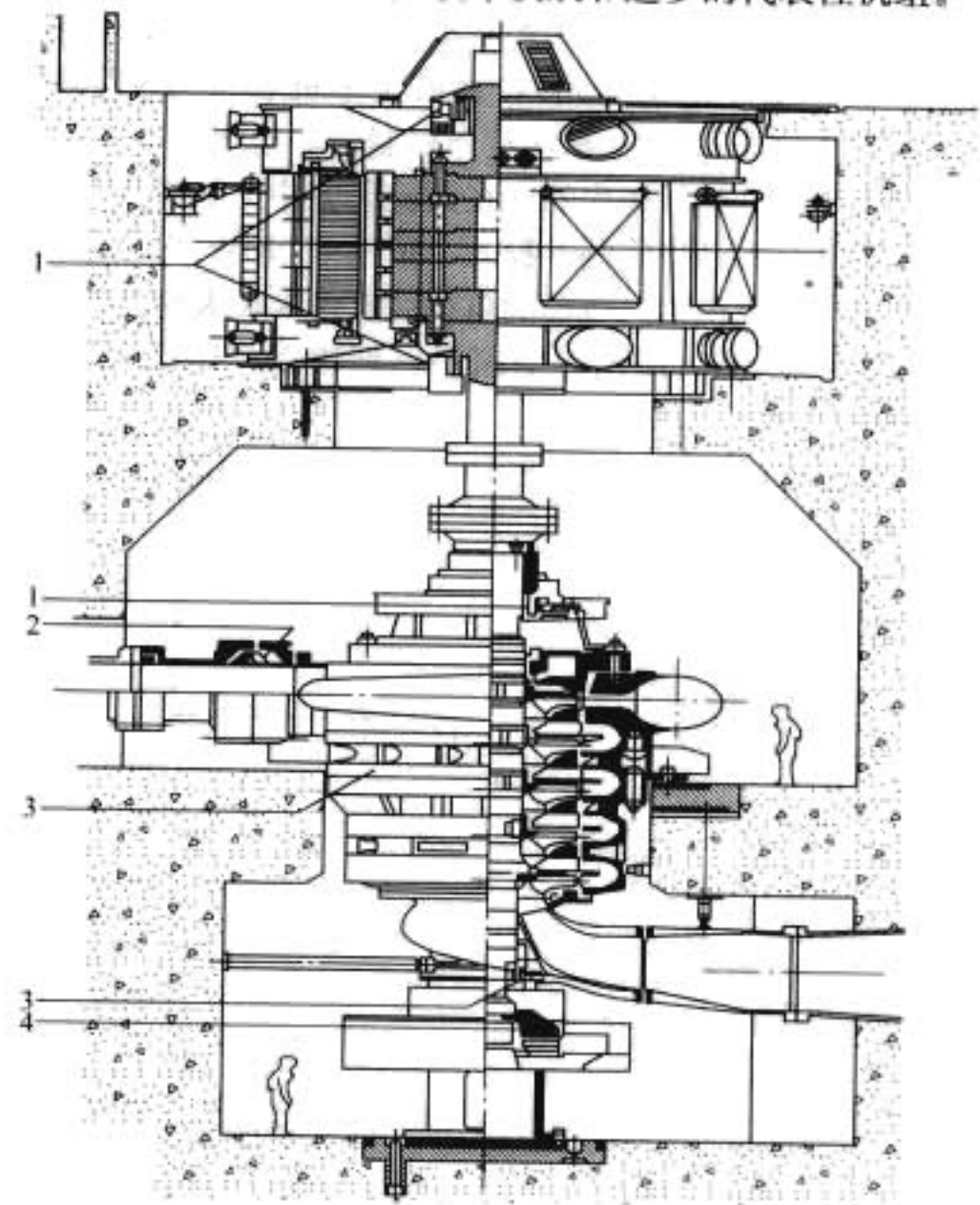


图 7.1-5 多级混流可逆式机组

1—导轴承; 2—伸缩节; 3—水泵水轮机; 4—推力轴承

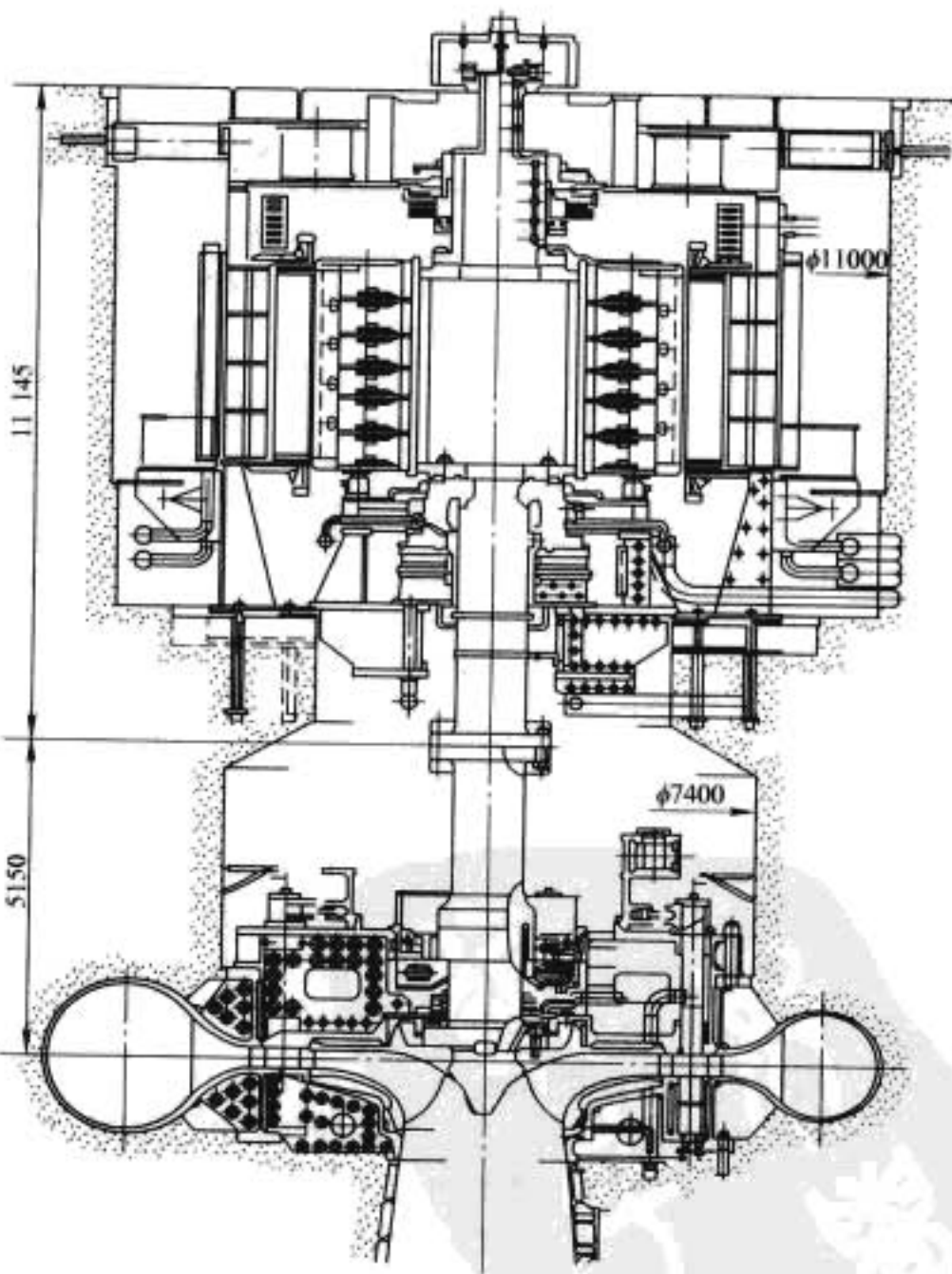


图 7.1-6 单级混流可逆式机组

4.2 抽水蓄能机组技术发展趋势

4.2.1 高水头、大容量

目前,组合式机组已基本不再应用,三机式也已很少应用,单级混流可逆式机组是当前国内外应用的主流机组,其

发展趋势一是高水头/扬程，二是大单机容量。由于设计制造技术的进步，单级混流式水泵水轮机投入使用的最高扬程已达 778m（日本的葛野川），其最大单机容量为 412MW，由日本的日立公司和三菱公司分别制造，已于 1999、2000 年各投入 1 台，更高扬程的也在试验研究中。20 世纪 80 年代，美国和日本已经研制并投入了单机 350MW 及以上的单级混流可逆式大机组，目前的单级混流式水泵水轮机最大单机容量为 457MW，应用在美国的巴斯康蒂（Bath County）抽水蓄能电站。

应用水头/扬程和单机容量的发展概况如图 7.1-7、图 7.1-8 所示。

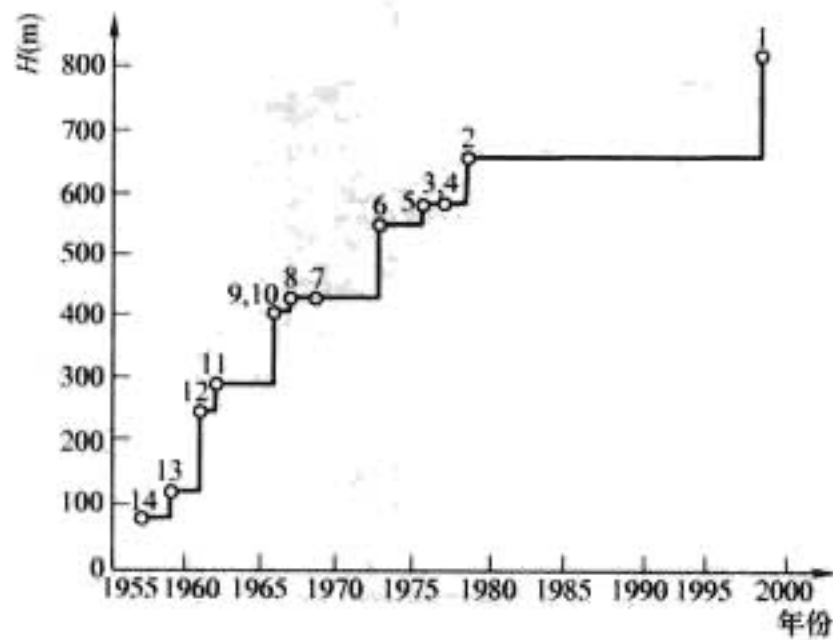


图 7.1-7 应用水头/扬程发展概况
1—葛野川；2—Bajina Basta；3—奥清津；4—奥吉野；5—大平；6—沼原；7—Villarina；8—Robiei；9—Cabin Creek；10—Cruachan；11—Providenza；12—Staufel；13—大森川；14—Hiwassee

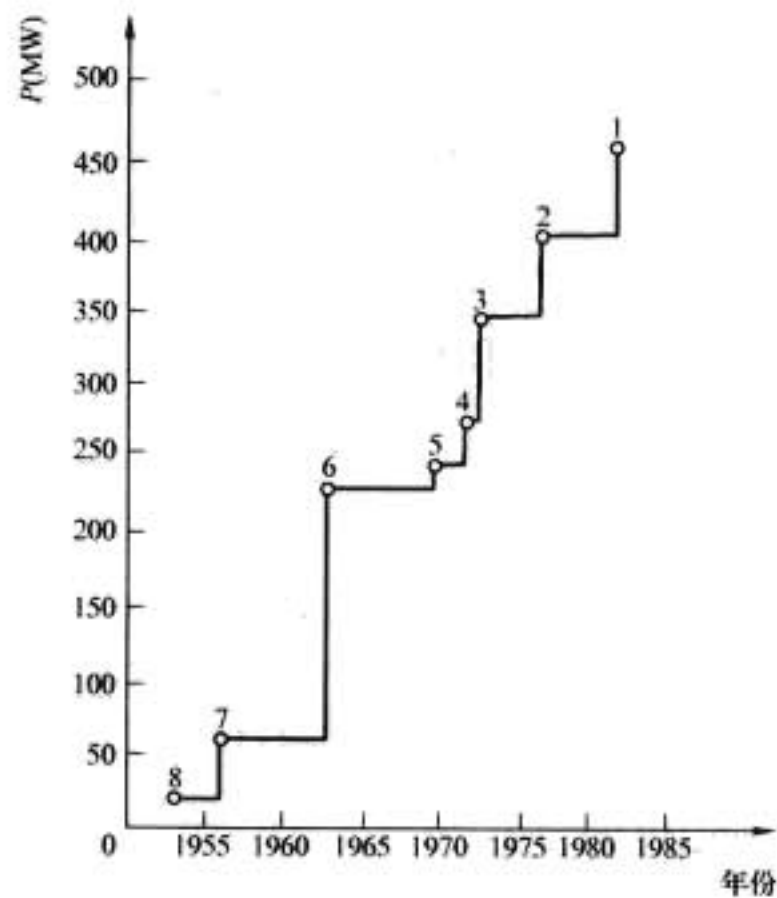


图 7.1-8 单机容量发展概况
1—Bath county；2—Raccoon Mountain；3—Ludington；4—Northfield Mountain；5—喜撰山；6—Taum Sauk；7—Hiwassee；8—Pedreira

几个国内外水头/扬程在 700m 以上的水泵水轮机参数见表 7.1-1。

4.2.2 多级可调节混流式水泵水轮机

针对早期多级混流式水泵水轮机不可调节的缺点，国外开展了研究开发工作，研制了双级可调式机组。如韩国的 Yangyang 抽水蓄能电站，水泵水轮机为双级可调混流可逆式，由 ALSTOM 公司制造提供。机组单机容量 250MW；

表 7.1-1 水头/扬程 700m 及以上水泵水轮机参数举例

序 号	国 别	名称	H_{\max} (m)	H_{\min} (m)	n (r/min)	D_1/D_2 (m)	单机容量 (MW)	工程现状
1	保加利亚	茶拉 Chaira	677	701	600	3520/	216	1987 年已运行
2	中国（山西）	西龙池	687.8	704	500	4270/1970	300	建设中
3	中国（浙江）	乌龙山	716	724.6	500	4540/2000	400	设计中
4	日本	葛野川 Kasonogawa	726	778	500	4477/2037.8	412	1999、2000 年 各投产 1 台
5	日本	神流川	675	728	500	4385/2170	470	建设中
6	日本	小丸川	681	713.4	600	—	308	设计中

最大运行水头/扬程为 817/832.4m；最小水头/扬程为 761.7/782.5m。其水泵水轮机结构如图 7.1-9 所示。

4.2.3 可变速抽水蓄能机组

由于大容量可变转速电机技术的应用，可逆式抽水蓄能机组还可分为恒速机组和变速机组两类。已实用于抽水蓄能工程的可变转速电机的变速方式大体可分为两种，一种是分档变速（一般为两档），包括变极变速和双转子双定子变速，另一种是连续调速，包括定子侧变频调速和变频交流励磁调速（即转子侧变频调速）。与恒速或分档变速机组相比，连续调速机组在技术性能上有很大提高。连续调速可使抽水蓄能机组具备自动调整输入功率的新功能，适应更宽的水头变幅，使在水轮机或水泵运行时具有更高的效率并可全面改善水泵水轮机的空蚀、磨损和稳定运行性能。

自 20 世纪 50 年代初，国外已开始将分档变速电机用于中等容量的抽水蓄能机组。针对电站水头/扬程变幅过大问题，我国岗南、密云、潘家口、响洪甸等电站抽水蓄能机组也采用了此类变速方式。

20 世纪 70 年代国外开始研制交流励磁连续调速抽水蓄能机组，以日本研究应用得最早。交流励磁连续调速抽水蓄能机组 1990 年首先在日本矢木泽（Yagisawa）电站使用，单机容量 85MW，以后又在大河内（Ohkawachi，单机容量 39MW）等一系列电站使用，并于 20 世纪末将该项技术应用在当今世界最高水头/扬程、单机容量为 412MW 的葛野川电站机组。与此同时，德国的金谷（Goldisthal）抽水蓄能电站也采用了 2 台 325MW 的交流励磁连续调速抽水蓄能机组，第一台机组于 1999 年投入运行。几个具有代表性的

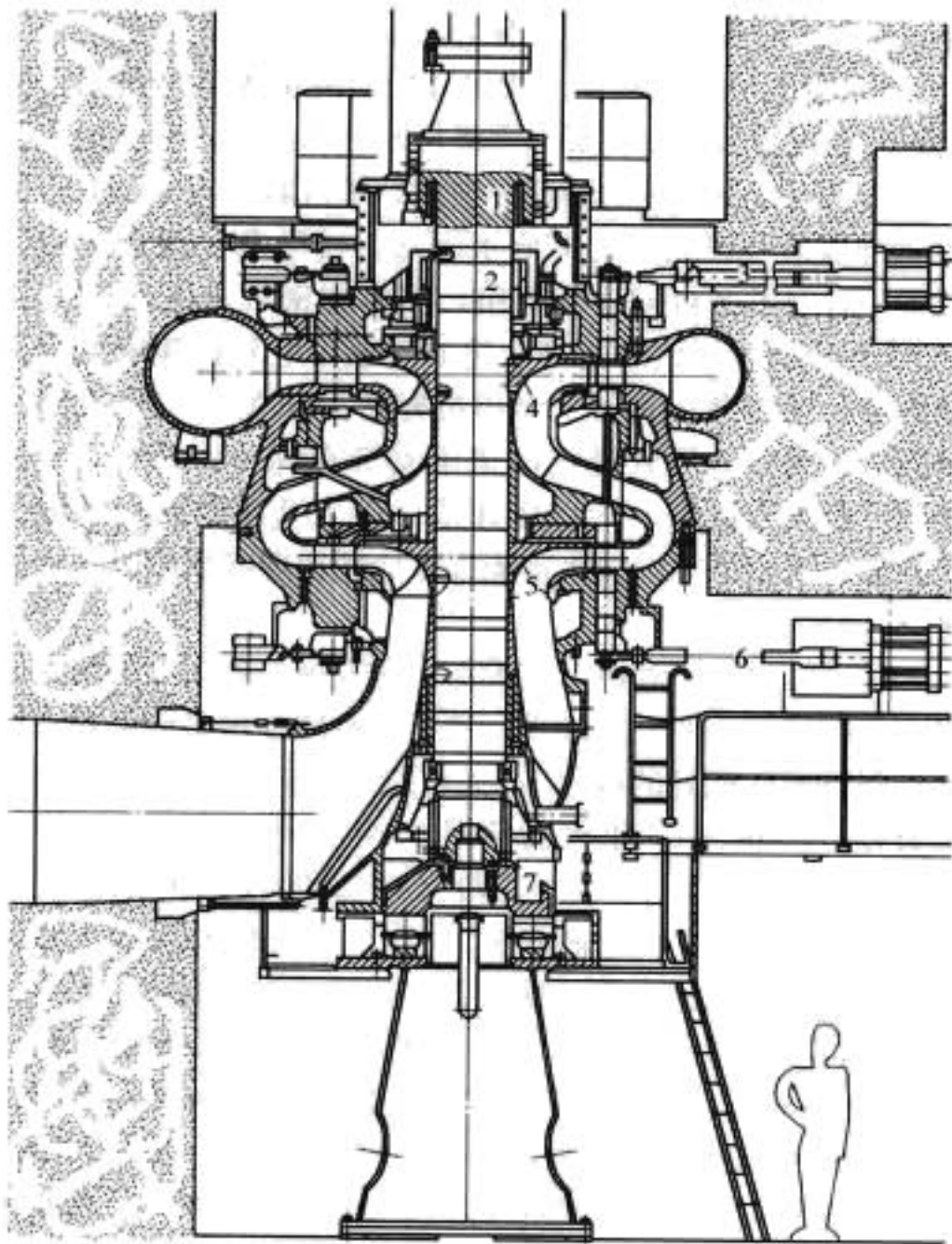


图 7.1-9 双级可调式水泵水轮机结构图
1—导轴承；2—主轴密封；3—上导水机构；4—一级转轮；
5—二级转轮；6—下导水机构；7—推力轴承

电站及机组主要参数见表 7.1-2。

表 7.1-2 应用交流励磁变速机组的
几个代表性电站及机组参数

序号	电站名称	国别	单机容量 P/T /M/G (MW)	$H_{\max}/$ $H_{\text{prax}}/$ H_{\min} (m)	调速 范围 (r/min)	工程 现状	机组制造厂
1	矢木泽 Yagisawa	日本	82/87.4/ 85/85	111/ 112.5 /53	130~ 156	1990 年 投入	东芝
2	奥清津 II Okuyotsu II	日本	340/310/ 340/345	494/514 /432	407~ 450	1996 年 投入	东芝
3	大河内 Ohkawachi	日本	388/331/ 388/395	415.6 /432/ 342	330~ 390	1993 年 投入	日立
4	金谷 Goldisthal	德国	269/257	280.7~ 325	300~ 346.6	2002 年 投入	P/T: VATEck, Voith, CKD 联合体; G/M: Alstom/ Elin/VEM 联合体

目前交流励磁连续调速技术在我国抽水蓄能电站还没有得到应用。为了解决我国今后大型抽水蓄能电站水头/扬程变幅过大问题和有效提高机组的运行效率和经济性，研究和应用交流励磁变速技术也应为我国今后抽水蓄能电站新技术的重要研究课题之一。

5 国外抽水蓄能发展概况

抽水蓄能技术在国外已有 100 多年的历史。第一座电站

于 1882 年建于瑞士苏黎世，装机容量 515kW，扬程 153m。随着各国工业和电力系统的发展，至 20 世纪 50 年代，抽水蓄能电站才作为电网的调峰、调频电源而具有了工程实际意义。20 世纪 60~70 年代以后又大规模地发展起来。抽水蓄能电站的数量和装机容量在国外电力建设和水电建设中的比重增长很快，尤以经济发达国家如美国和日本发展最为迅速。举表 7.1-3 和 7.1-4 中的数字为例：

表 7.1-3 世界抽水蓄能电站建设概况

年 份	1960	1970	1980	1990	1991	1996	1999
装机容量 (MW)	3420	16 010	46 520	80 680	84 170	82 800	104 960
占水电比重 (%)	2.1	5.5	10.1	12.8	13.1	13.4	—

表 7.1-4 部分国家抽水蓄能电站装机概况 MW

年 份	1960	1970	1980	1991	1999
美 国	90	3690	13 270	18 090	19 772
日 本	60	3410	10 810	17 010	20 816
意大利	240	1260	3620	6450	7418
德 国	1030	2060	3950	5620	
西班牙	10	1290	2110	4920	
法 国	230	450	1600	4900	
英 国	50	760	1060	3020	
奥地利	820	890	1600	2820	

注 至 1980 年，美国、日本所建抽水蓄能电站分别占各自水电比重的 16.9% 和 36.3%；至 1999 年，美国已建抽水蓄能电站 38 座，日本 45 座。

国外建设规模最大的抽水蓄能电站是美国的巴斯康蒂 (Bath County)，装机容量 2100MW。抽水蓄能电站数量最多的是日本，至 1999 年已建有 45 座。

研究应用抽水蓄能的关键技术之一是电站的主机，即抽水蓄能机组技术的开发和研制。早期的抽水蓄能电站多使用单独的抽水机组和发电机组，称为四机组合式；后来出现了三机组合式，即将发动机和电动机合二为一，成为发电电动机，再与水泵和水轮机同轴相联。到了 20 世纪 40 年代中期，世界上约 50 座电站中的大多数均使用了三机式机组。直到二次世界大战后，设备制造业的发展促进了蓄能机组的技术进步。随着使用水头/扬程的提高，水轮机研制技术的迅速发展，技术经济性能优越的混流可逆式的水泵水轮机技术逐渐成熟，进而主宰了世界大型抽水蓄能电站机组的制造和应用，也代表了抽水蓄能机组的技术水平和发展趋势。

工业和电力需求的快速发展，要求高温高压的大型火电机组和核电机组的单机容量和比重不断加大，电网运行的安全可靠和经济性要求大容量抽水蓄能机组与之相配合。因此，近年来，抽水蓄能技术的发展趋势是建设大规模、大单机容量和高水头/扬程的电站，这首先体现在大机组新技术的开发和研制方面。目前，最高扬程的、安装三机式、多级水泵水轮机机组的电站为意大利的埃得罗 (Edolo)，应用水头/扬程头为 1256/1289m；应用水头/扬程最高的、安装单级混流可逆式抽水蓄能机组的电站为日本的葛野川，最高应用水头/扬程为 728/778m (详见表 7.1-1)。

近年来，国外对利用海水的抽水蓄能技术进行了一些研究开发工作。日本于 1983 年开始试验研究直接利用海水做水源建设抽水蓄能电站，并于 1991 年在冲绳县开工建设

kinawayambaru 电站, 水头 136m, 上水库有效库容 56 万 m^3 , 一台单机容量为 30MW 的混流可逆式海水抽水蓄能机组于 1998 年投产, 是当今唯一进行商业运行的海水抽水蓄能电站。其枢纽布置如图 7.1-10 所示。

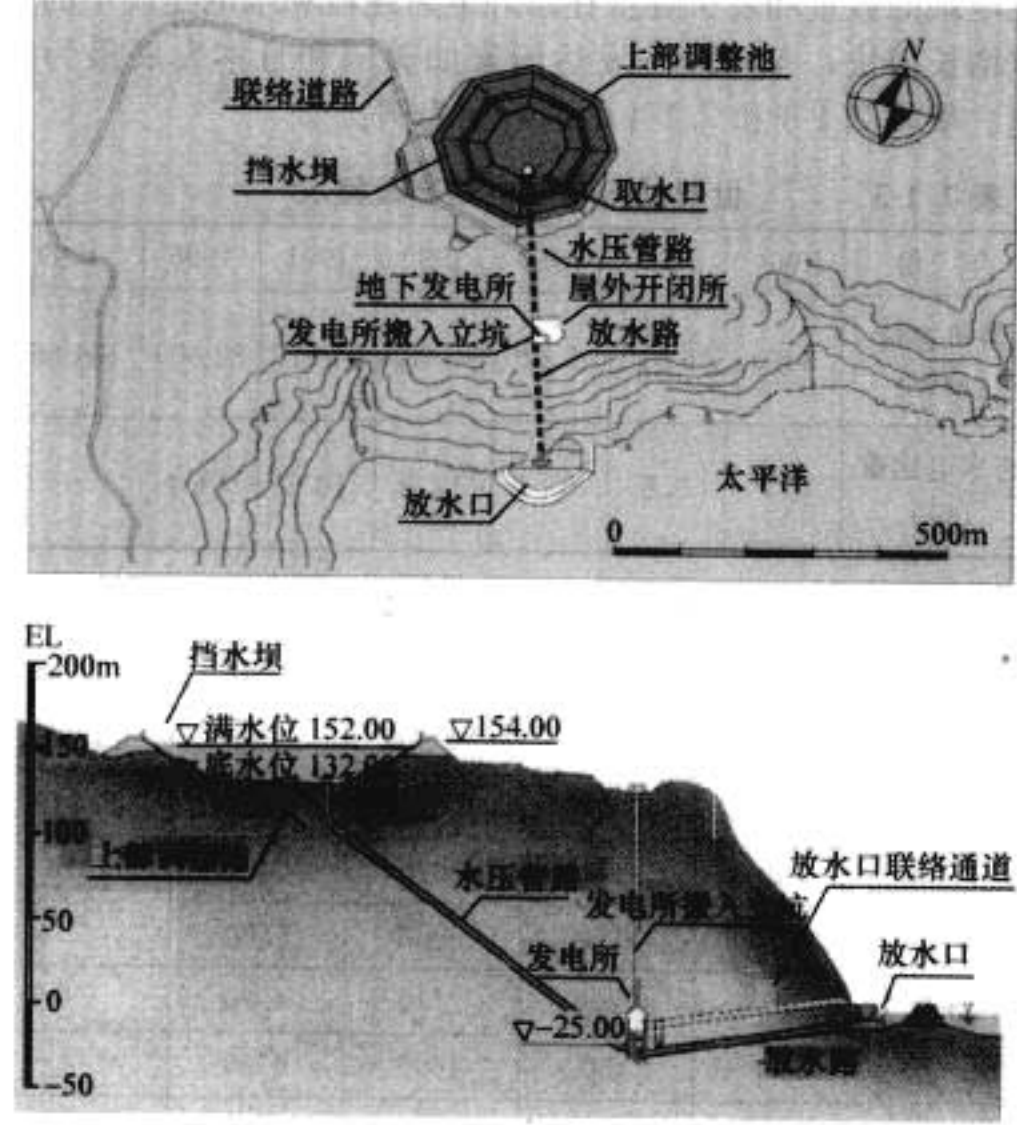


图 7.1-10 冲绳海水抽水蓄能电站枢纽布置图

6 我国抽水蓄能技术发展概况

6.1 已建工程

相对国外情况, 我国抽水蓄能技术的研究和建设起步较

晚, 从发展过程看, 大致可分为起步和发展两个阶段。

20 世纪 60 年代初期, 我国开始研究抽水蓄能技术, 建设的电站规模较小, 且都与灌溉用水库相结合。首台抽水蓄能机组是由日本引进的斜流可逆式, 单机容量为 11MW, 于 1968 年安装在河北省的岗南水电站。1973 年, 原天津发电设备厂研制了 2 台同样的机组, 安装在密云水电站; 20 世纪 80 年代初, 开始研究将已建的潘家口电站扩建成抽水蓄能电站, 1985 年引进了 3 台单机容量为 90MW 的单级混流可逆式机组, 与原常规水电机组安装在同一厂房内, 1991 年第一台投入运行, 1993 年建成。以上 3 座电站均属混合式开发, 这也是我国抽水蓄能技术应用初期起步阶段的特点之一。

随着国民经济和电力建设的快速发展, 各大电网装机容量、负荷峰谷差的日益加大, 建设大型纯抽水蓄能电站、安装经济技术性能好的高水头/大容量可逆式机组的任务提上了日程。20 世纪 80 年代后期至 90 年代初, 建设了广东广州 (4×300MW)、北京十三陵 (4×200MW) 和浙江天荒坪 (6×300MW) 三个高水头/扬程、大容量的纯抽水蓄能电站, 迈出了我国大型纯抽水蓄能电站的建设的第一步。三个电站的主要参数见表 7.1-4。其中广州抽水蓄能电站于 1989 年 5 月开工建设, 第一台机组于 1993 年投入商业运行, 1994 年底第一期工程 (4×300MW) 竣工, 此后, 继续兴建了二期工程 4×300MW, 并于 2000 年底竣工。总装机容量 2400MW 的广州抽水蓄能电站从此成为世界上规模最大的抽水蓄能电站。十三陵抽水蓄能电站 1995 年第一台机组投入运行, 1997 年竣工; 天荒坪抽水蓄能电站于 1993 年开工建设, 1998 年第一台机组投入运行, 2001 年竣工。

至 2005 年底, 我国已建电站装机容量已达 5820MW (未计入广州抽水蓄能电站送香港的 600MW 和基本不运行的密云 2 台 22MW), 占全国总装机容量的 1.13%, 占水电装机容量的 4.85%。国内已建电站主要技术参数见表 7.1-5。

表 7.1-5 已建抽水蓄能电站主要参数

序号	电站名称	所在地点	开发方式	装机容量 (发电) (台数× 单机) (MW)	厂房型式	上/下 水库	机 组				建成 时间	启动方式
							型式	水头/扬程 (m)	额定 转速 (r/min)	转轮 直径 (m)		
1	岗南	河北平山	混合式	1×11	地面	上水库: 已建岗南水库, 年调节 下水库: 东岗南日调节池	斜流可逆 变极变速	28~64/31~59	273/ 250	2.5	1968 年	半压启动
2	密云	北京密云	混合式	2×11	地面	上水库: 已建密云水库, 年调节	斜流可逆 变极变速	28~64/31~59	273/250	2.5	1973 年	半压启动
3	潘家口	河北迁西	混合式	3×90	地面	上水库: 已建潘家口水库, 年调节 下水库: 新建	混流可逆 变速*	35.44~85.03/ 36.7~86.22	125/142.8	5.53	1993 年	变频+ 背靠背
4	羊卓雍湖	西藏贡嘎	混合式	4×22.5 +1×22.5 (常规)	地下	上水库: 羊卓雍湖 下水库: 雅鲁藏布江	三机式**	790~843/832~859	750	1.565	1998 年	变频+ 水轮机
5	溪口 I 期	浙江奉化	纯蓄能	2×40	竖井	上、下水库 均新建	混流可逆	229~268/242 ~276.5	600	2.28	1997 年 投入	原为半压, 后改为变频
6	沙河	江苏溧阳	纯蓄能 日调节	2×50	竖井	上水库: 新建, 日调节 下水库: 已建沙河水库	混流可逆	97.7~121/ 100.7~125	300	3.32	2002 年	变频
7	响洪甸	安徽六安	混合式	2×40	地下	上水库: 已建响洪甸水库 下水库: 新建	混流可逆	27~62/32~64	166.7/150	4.63	2000 年	变频+ 背靠背
8	广州	广东从化	纯蓄能 日调节	I 期: 4×300 II 期: 4×300	地下	上、下水库均新建	混流可逆	I 期: 494~537.18/ 514.14~550.01 II 期: 494~536/ 514.5~544.8	500	I 期: 3.886 II 期: 3.802	I 期: 1994 年 II 期: 2000 年	变频+ 背靠背

续表

序号	电站名称	所在地点	开发方式	装机容量 (发电) (台数× 单机) (MW)	厂房型式	上/下 水库	机 组				建成 时间	启动方式
							型式	水头/扬程 (m)	额定 转速 (r/min)	转轮 直径 (m)		
9	十三陵	北京昌平	纯蓄能	4×200	地下	上水库:新建 下水库:已建十三陵水库	混流可逆	435~481/ 440.4~488.6	500	3.66	1997 年	变频+ 背靠背
10	天荒坪	浙江安吉	纯蓄能	6×300	地下	上、下水库均新建	混流可逆	512~602/ 523.5~614	500	4.03	2001 年	变频+ 背靠背
11	天堂	湖北	混合式	2×35	地下	上、下水库均已建	混流可逆	38~52/ 38~52	157.89	4.6	2001 年	变频+ 背靠背
12	回龙	河南	纯蓄能	2×60	地下	上、下水库均新建	混流可逆	412.8~360.8/ 423.5~377.6	300	2.205	2005 年	变频+ 背靠背
13	白山	吉林白山	纯蓄能	2×150	地面	上、下水库均已建	混流可逆	105.8~123.9/ 108.2~130.4	200	5.226	2006 年	变频+ 背靠背
14	桐柏	浙江	纯蓄能	4×300	地下	上、下水库均新建	混流可逆	230.19~283.66/ 237.45~288.65	500	4.802	在建, 2005 年 已投入 1 台	变频+ 背靠背

* 变极变速+定子变频调速。
* * 冲击式水轮机+6 级混流泵。

以上电站的主要机电设备绝大多数以不同方式由国外引进,我国制造厂只以合作方式分包了少量部件,但电站由我国自行设计、施工和管理。这些技术(包括土建和机电等)都为我国更大规模地建设和发展蓄能技术积累了宝贵的经验,特别为制定相应的发展规划和政策奠定了基础。也为主要设备的国产化创造了有利条件。

与此同时,各大水电设计院、各大电网和省市、自治区协作配合,开展了蓄能资源的普查和规划工作,提出区域电网和省网的建设、发展规划,开展了大量的建设前期工作。在此基础上,20 世纪 90 年代中后期又先后开工了一批以大型纯抽水蓄能电站为主的、涵盖各主要电网的大型抽水蓄能

工程项目。可以说,我国抽水蓄能技术进入了一个新的、大规模稳步发展的时期,并形成了当前的建设规模。

6.2 在建工程概况

至 2005 年底,已开工在建的大中型抽水蓄能电站共有 9 座,装机容量 9300MW。包括山东泰安 1000MW、河北张河湾 1200MW、山西西龙池 1200MW、浙江桐柏 900MW(未计入 2005 年已投产的 300MW)、安徽琅琊山 600MW、江苏宜兴 1000MW、河南宝泉 1200MW、湖北白莲河 1200MW 和湖南黑麋峰 1200MW(一期 600MW)。在建工程的主要特征参数见表 7.1-6。

表 7.1-6 在建(至 2005 年底)抽水蓄能工程主要参数

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (台数× 单机容量) (MW)	上、下水库 库容(万 m ³)	厂房 型式	开发方式 调节 性能	机 组									计划 投产年份
							水泵水轮机				发电电动机					
							型式	运行水头 /扬程 (m)	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 转速 (r/min)	额定 容量 (MW)	额定 电压 (kV)	功率 因数	启动 方式	
1	西龙池	山西 五台山	1200 (4×300)	上水库:新建,总库容 469 下水库:新建,总库容 494.2	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	687.7~ 611.6/ 703~634	640	4.33	500	300	18	0.9/ 0.975	SFC, 背靠 背备用	首台:2008 建成:2009
2	桐柏	浙江 天台	1200 (4×300)	上水库:已建桐柏水库,总 库容 1231.63 下水库:新建,总库容 1289.73	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	285.7~ 229.6/ 288.71~ 237.10	239	5.0	300	300	18	0.9/ 0.975	SFC, 背靠背 备用	首台:2005 建成:2007
3	宝泉	河南 辉县	1200 (4×300)	上水库:新建,总库容 795.2 下水库:已建宝泉水库,库 容 6750	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	562.48~ 485.79/ 572.46~ 501.87	500	3.935	500	300	18	0.9/ 0.975	SFC, 背靠背 备用	首台:2008 建成:2010
4	张河湾	河北 井陉	1000 (4×250)	上水库:新建,总库容 770 下水库:已建张河湾水库, 总库容 8330	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	341.76~ 282.79/ 350.08~ 294.96	305	4.61	333.3	300	15.75	0.9/ 0.98	SFC “背靠背” 备用	首台:2008 建成:2009
5	宜兴	江苏 宜兴	1000 (4×250)	上水库:新建,总库容 530.7 下水库:改建,总库容 572.8	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	410.7~ 344/ 420.5~ 352.1	363	4.38 ^D	375	250	15.75	0.9/ 0.98	SFC, 背靠背 备用	首台:2008 建成:2009

续表

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (台数× 单机容量) (MW)	上、下水库 库容(万 m ³)	厂房 型式	开发方 式调节 性能	机 组								计划 投产年份	
							水泵水轮机				发电电动机					
							型式	运行水头 /扬程 (m)	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 转速 (r/min)	额定 容量 (MW)	额定 电压 (kV)	功率 因数		启动 方式
6	泰安	山东 泰安	1000 (4×250)	上水库:新建,总库容 1187 下水库:原河水库改建,库 容 2997	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	253~ 212.5/ 260.6~ 224.22	225	4.53	300	250	15.75	0.9/ 0.975	SFC, 背靠背 备用	首台:2006 建成;2007
7	白莲河	湖北 黄冈	1200 (4×300)	上水库:新建,发电库容 1663 下水库:已建白莲河水库, 总库容 123 200	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	212.84~ 177.56/ 222.58~ 190.97	195	5.5	250	300	15.75	0.9/ 0.975	SFC, 背靠背 备用	首台:2008 建成;2009
8	黑麋峰	湖南长 沙望城	1200 (4×300)	上水库:新建,正常高总库 容 996.5 下水库:新建,正常高总库 容 959.32	地下	日调节	单级 混流	334.4~ 266.6/ 339.2~ 275.3	295	5.12	300	300	18	0.9/ 0.975	SFC, 背靠背 备用	2010 年 投产 2 台
9	琅琊山	安徽	600 (4×150)	上水库:新建 下水库:已建城西水库	地下	日调节	单级 混流	115.6~ 147/ 124.6~ 152.8	126	4.725	230.8	150	15.75	0.9/ 1.0	SFC, 背靠背 备用	首台:2006 建成;2007
10	响水 涧 ^②	安徽	1000 4×250	上水库:新建 下水库:新建	地下	日调节	单级 混流	171.9~ 218.2/ 179~ 223	190	5.09	250	250	15.75	0.9/1.0	SFC, 背靠背 备用	2006 年 开工

① 为转轮最大外径。
② 经国家批准,安徽的响水涧抽水蓄能电站为 2006 年新开工项目。

6.3 设计和规划中的工程

6.3.1 规划目标

我国抽水蓄能电站资源丰富。为了解决电网日益突出的调峰矛盾和西电东送受端电网的安全稳定问题以及配合在建和规划中的大型火电和核电的发展,积极建设抽水蓄能电站不仅是必要的也是完全可能的。在已建装机容量 5820MW、占全国总装机容量 1.13%的基础上,提出 2010 年、2015 年和 2020 年三个水平年的抽水蓄能电站装机容量的目标和占全国总装机容量的比重,见表 7.1-7。

按照上述目标,“十五”结转至“十一五”投产的装机容量预计有 12300MW;建议“十一五”新开工项目为

20 250MW;“十一五”投产 12 070.5MW;结转至“十二五”容量为 20 470.5MW。

表 7.1-7 我国抽水蓄能电站规划目标

规划年	2005 (已装机)	2010	2015	2020
全国装机容量 (MW)	5820	18 000	34 000	50 000
占全国总装机容量比重 (%)	1.13	2.4	3.7	4.4

6.3.2 设计和规划工程

除上述在建工程外,尚有一批规划项目(其中有的已经开展了工程设计工作),设计中和规划 2020 年前开工、投产的项目见表 7.1-8。

表 7.1-8 设计和规划 2020 年前开工、投产的工程项目主要参数(参考)

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (台数× 单机容量) (MW)	上/下水库库容 (万 m ³)	厂房 型式	开发方 式调节 性能	机 组						计划投产年份
							型式	运行水头/扬程 (m)	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 转速 (r/min)	额定 容量 (MW)	
1	惠州	广东惠州	2400 (8×300)	上水库:提高已建库水位, 总库容 3573.8 下水库:新建,总库容 3827.1	2 个地 下厂房 (各 4× 300MW)	纯蓄能 周调节	单级 混流	554.3~487.76/ 566.12~576.19	517.4	3.85	500	300	首台:2007 建成;2010
2	蒲石河	辽宁宽甸	1200 (4×300)	上水库:新建,总库容 351 下水库:新建,总库容 2905	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	327.5~287.7/ 333.9~296.9	308	4.7	333.3	300	首台:2010 建成;2011
3	丰宁	河北丰宁	3600 (12×300)	上水库:新建,库容 5253 下水库:已建丰宁水库库容 6500	地下	纯蓄能 周调节	单级 混流	460.5~384/ 472.3~405	420	4.9	375	300	分期开发, 第一期 6×300MW 首台:2015

续表

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (台数× 单机容量) (MW)	上/下水库 库容 (万 m ³)	厂房 型式	开发方 式调节 性能	机 组						计划投产年
							型式	运行水头/扬程 (m)	额定 水头 (m)	转轮 直径 (m)	额定 转速 (r/min)	额定 容量 (MW)	
4	乌龙山	浙江建德	2400 (6×400)	上水库: 新建, 库容 1136 下水库: 已建水库, 有效库容 7000	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	709.6~649.8/ 724.6~670.4	680	4.5	500	300	首台: 2016 建成: 2018
5	板桥峪	北京密云	1000 (4×250)	上水库: 新建, 总库容 617.7 下水库: 已建板桥峪水库, 库容 3130	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	388.9~329.7/ 395.6~340.3	345	4.62	375	300	设计中
6	溧阳	江苏溧阳	1500 (6×250)	上水库: 新建, 库容 1570 下水库: 新建, 库容 1360	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	291~232/ 297~245	258	4.82	300	250	设计中
7	蟠龙	重庆	1200 (4×300)	上水库: 新建, 总库容 1038.36 下水库: 新建, 总库容 1273.6	地下	纯蓄能 周调节 (一期)	单级 混流	460.3~417.1/ 472.6~437.1	428	4.87	300	375	分期开发, 第一期 2×300MW 首台: 2014
8	太平峪	陕西户县	1000 (4×250)	上水库: 新建, 库容 513 下水库: 新建, 库容 515	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	689~605.55/ 696.75~620.45	627	3.6	600	250	首台: 2018
9	呼和浩特	内蒙古呼和浩特	1200 (4×300)	上水库: 新建, 下水库: 新建, 库容 679	地下	纯蓄能 日调节	单级 混流	578~488 592~510	513	4.7	428.6	300	首台: 2018 建成: 2019

我国 20 世纪 60 年代安装在岗南的第一台单机容量 11MW 的斜流可逆式蓄能机组系由日本成套引进, 紧接着国内制造厂研制了 2 台同类型机组, 安装在密云电站。以后建设的几个大中型电站的机组, 包括潘家口、羊卓雍湖以及广州蓄能、十三陵、天荒坪等都是在改革开放初期, 在引进外资的同时, 以不同采购方式由国外引进的。国内制造厂只以合作方式承担了极少数非关键部件的加工制作。

几个大型电站的相继投入, 不仅为我国抽水蓄能电站的建设、运行积累了丰富的经验, 也为我国消化吸收抽水蓄能技术打下了一定的基础。20 世纪 90 年代后期, 一批新建的大型抽水蓄能电站陆续开工, 机组设备的国产化已势在必行。东方、哈尔滨两厂从中低水头机组入手, 引进部分关键技术, 研制了响洪甸、回龙和白山抽水蓄能电站的机组, 并都在 2005 年底投入运行, 迈出了我国大中型抽水蓄能机

组国产化可喜的一步。但总体上讲, 国内还基本上没有独立设计、生产高水头/扬程 (300m 及以上)、大单机容量 (200MW 及以上) 抽水蓄能机组的技术储备和生产能力, 还不具备独立投标与国外知名厂商竞争的资格。为了满足我国大规模建设抽水蓄能电站的需要, 使我国制造厂尽早掌握抽水蓄能机组的关键技术、具备独立制造大型机组的能力, 2004 年, 国家发展改革委本着“以市场换技术”的方针, 选择了惠州、宝泉、白莲河等 3 个电站共 16 台大型混流可逆式机组, 采取国际竞争式招标一次采购 (被称作“打捆式”招标), 并规定: 中标的国外厂商必须向我国哈尔滨、东方两厂转让关键技术。这一措施称得上是我国蓄能机组国产化道路上里程碑式的一步。

上述 16 台机组由法国阿尔斯通公司中标, 转让技术、合作制造工作正有序进行中。



第 2 章 混流式水泵水轮机的水力性能和试验

1 水泵水轮机的水力参数

1.1 比转速

比转速是现代水力机械专业中使用广泛的一个综合性水力参数。

转轮形式和整个水力机械通流部件的相对尺寸主要由比转速 n_s 确定。国外制造厂商习惯于使用各自的表达方式,在我国对于水泵水轮机习惯采用两种比转速表达方式

水轮机工况: $n_s = \frac{n\sqrt{P}}{H^{\frac{5}{4}}} = 3.31n_{11}\sqrt{7Q_{11}}$ (7.2-1)

水泵工况: $n_q = \frac{n\sqrt{Q}}{H^{\frac{5}{4}}} = n_{11}\sqrt{Q_{11}}$ (7.2-2)

式中: n_s 为水轮机工况比转速, m-kW; n_q 为水泵工况, m-m³/s; n 为机组转速, r/min; P 为水轮机功率, kW; H 为水轮机工况水头或水泵工况净扬程; Q 为水泵工况的抽水流量, m³/s。

为避免产生使用不一致单位的混乱,在水轮机工况比转速后加注单位 (m-kW), 在水泵工况比转速后加注单位 (m-m³/s)。

随着比转速的提高, 机组的尺寸可以减小, 从而降低机组和土建的费用, 并且对高水头机组可提高效率, 提高经济

效益。但比转速过高在技术上存在一定的难度和风险。为表征比转速随水头的变化趋势, 通常用比转系数 $K = n_s \sqrt{H_T}$ 表示其变化规律。

图 7.2-1 给出了单级混流式水泵水轮机水轮机工况比转速与最高水头的变化曲线, 表 7.2-1 为国内近期已建成和在建的单级混流式水泵水轮机的主要参数表。

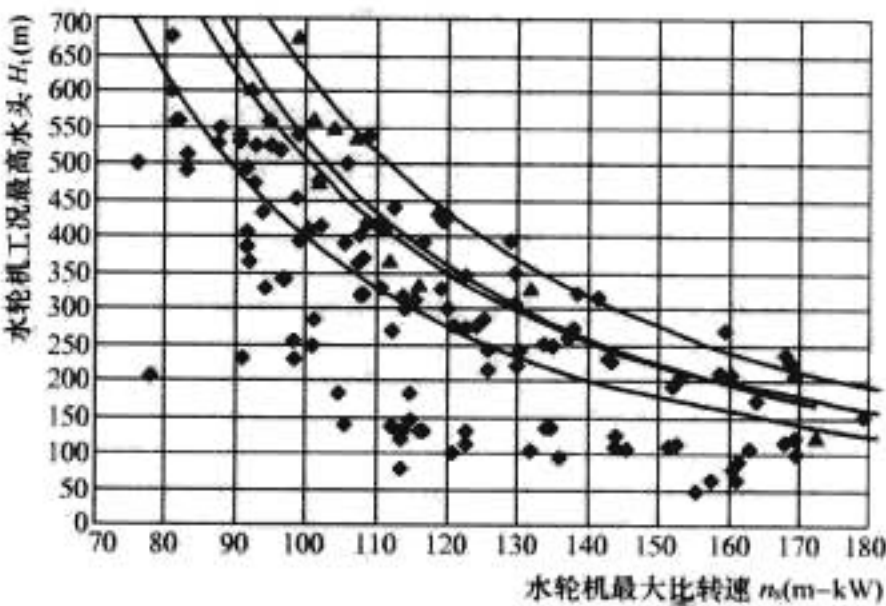


图 7.2-1 最大水头与最大比转速关系曲线

根据统计曲线和现阶段混流式水泵水轮机的发展水平, 水头在 300~500m 之间, 比速系数 K 选 2500 左右, 水头大于 500m 和低于 300m, 比速系数应适当降低, 以 2300 左右为宜。

表 7.2-1 国内近期已建成和在建的单级混流式水泵水轮机的主要参数表

项目	工况 项目 安装 高程	水轮机工况					水泵工况			
		最大水头	额定水头	最小水头	额定出力	额定转速	最大扬程	最小扬程	额定转速	最大抽水量
		m	m	m	MW	r/min	m	m	r/min	m ³ /s
广州一级		536	500.6	496	306	500	550	510	700/725	60
广州二级		536	494	494	306	500	553	514	690/725	57.3
十三陵		475	430	418	204	500	489	440	681/725	32.1
桐 柏		286.21	244.0	234.83	306.0	300	288.27	237.54	300.0	118.0
琅琊山		147.0	126.0	115.6	153.0	230.8	152.8	124.6	230.8	
泰 安		253.0	225.0	212.5	254.0	300.0	260.6	224.22	300.0	
宜 兴		410.7	363.0	282.79	254.0	375.0	420.5	352.1	375.0	
张河湾		341.76	295.0	282.79	306.0	333.3	345.0	295.0	333.3	
西龙池		687.7	640.0	611.6	306.0	500.0	703.0	634.0	500.0	45.68
潘家口		85.03	72.15	35.45	90.0	125.0	85.7	36.7	125/142.8	115.80
天荒坪		605.0	626.0	520.0	306.0	500.0	614.7	532.5	500.0	57.7
天 堂		52	43	38	36.1	157.9	52	38	157.9	75.44
白 山		123.9	105.8	105.8	137.0	200	130.4	108.2	200	132.1
回 龙		412.3	379	362.8	61.5	750	424.2	378.5	750	15.8
响洪甸		63	45	27	41.026	150	64	320	150/166.7	106.8
宝 泉		566.99	510.0	487.37	306.0	500.0	573.9	497.9	500.0	58.13
白莲河		213.7	197.0	178.3	306	250.0	222.7	191.3	500.0	126.0
惠 州		553.67	517.4	509.0	306.12	500.0	561.41	510.06	500.0	54.74
蒲石河		328.0	308.0	288.0	306.12	333.3	335.0	295.0	333.3	97.14
响水涧		219.25	190.0	172.07	254.0	250.0	222.09	178.94	250.0	137.35
黑糜峰		334.4	295.0	266.6	306.0	300.0	339.2	275.3	300.0	
呼和浩特		580.4	521.0	491.8	306.0	500.0	590.2	507.6	500.0	55.27

图 7.2-2 给出了单级混流式水泵水轮机水泵工况比转速与最低扬程之间的关系曲线。

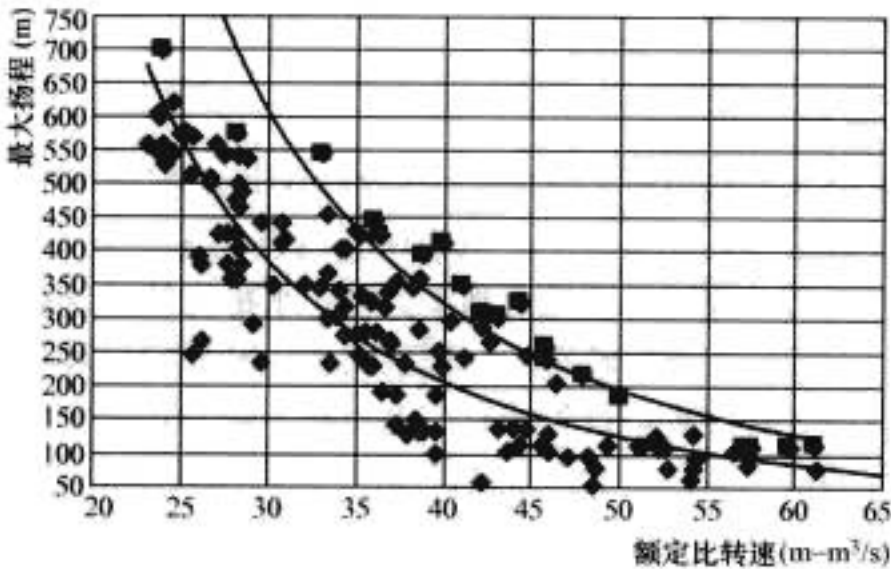


图 7.2-2 最大扬程与额定比转速关系曲线

1.2 效率

随着水力设计 CFD 技术的广泛应用，水泵水轮机的模型效率近几年有了很大的提高。水泵水轮机，水轮机工况的模型效率已超过 93.3%，水泵工况的模型效率最高已超过 92.3%。图 7.2-3 为单级混流式水泵水轮机最优工况比转速与最优效率的统计曲线，图 7.2-4 为单级混流式水泵水轮机水泵最优工况比转速与最优效率的统计曲线，水头变化范围不大时，水泵工况最优效率 η_{popt} 应尽量靠近低扬程，有利于水轮机工况进入高效率区，水头变化范围较大时 η_{popt} 应移向高水头侧，以避免在高水头时进入驼峰区。

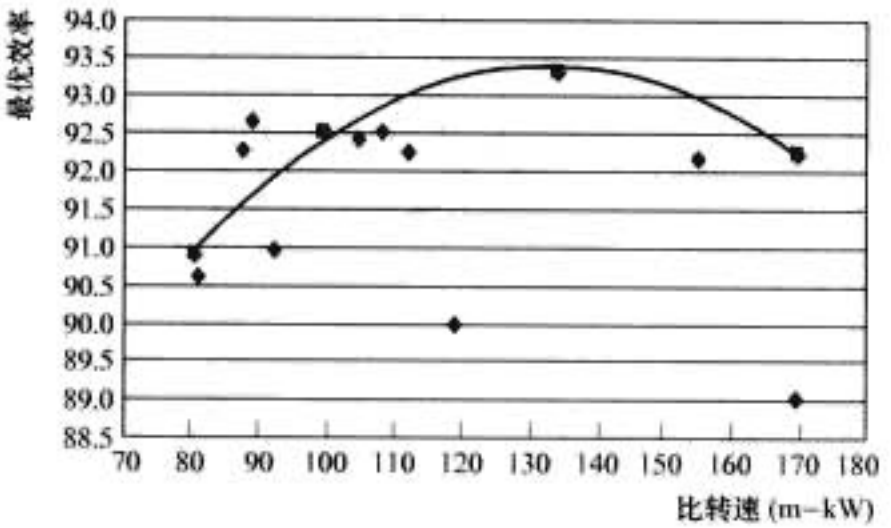


图 7.2-3 水轮机工况比转速与最优效率的统计曲线

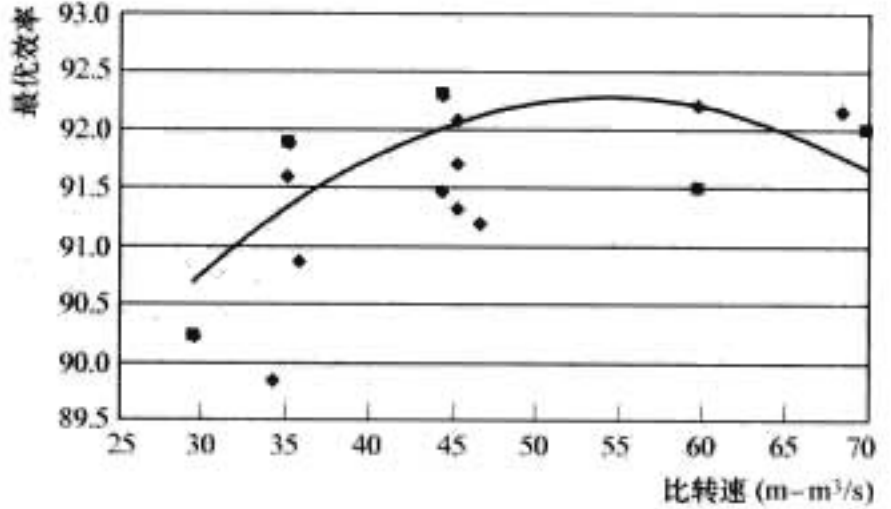


图 7.2-4 水泵工况比转速与最优效率的关系曲线

1.3 单位转速和单位流量

水泵水轮机按 $n_{11} = \frac{nD_1}{\sqrt{H}}$ 定义的单位转速和按 $Q_{11} = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}}$ 定义的单位流量，其中 D_1 为水轮机工况转轮进水边与下环交点的直径。对同一模型转轮，水泵工况和水轮机工况的最优单位转速和最优单位流量不同的，且有以下变化趋势。水轮机最优工况的单位转速为水泵最优工况单位转速的 0.85~0.90；水轮机工况的单位流量为水泵工况的 1.05

~1.26。近几年为了降低水泵工况的人力，水泵工况的最优流量有降低的趋势，图 7.2-5 为水轮机工况比转速与最优单位转速的关系曲线，图 7.2-6 为水泵工况比转速与最优单位转速的关系曲线，图 7.2-7 为水轮机最优工况比转速与最优单位流量关系曲线，图 7.2-8 为水泵最优工况比转速与最优单位流量的关系曲线，该曲线是对近几年已投入运行和正在建设的大中型混流式水泵水轮机的统计曲线，对水泵水轮机的参数选择有一定的指导意义，表 7.2-2 为水轮机工况和水泵工况最优点推荐取值范围。

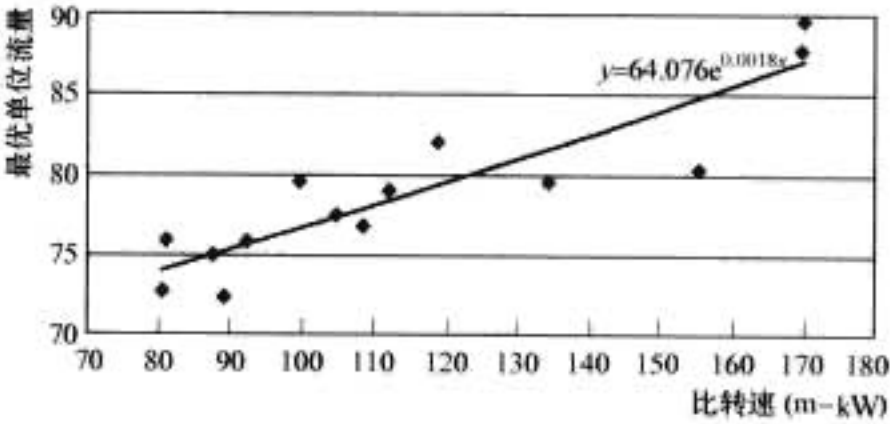


图 7.2-5 水轮机工况比转速与最优单位转速关系曲线

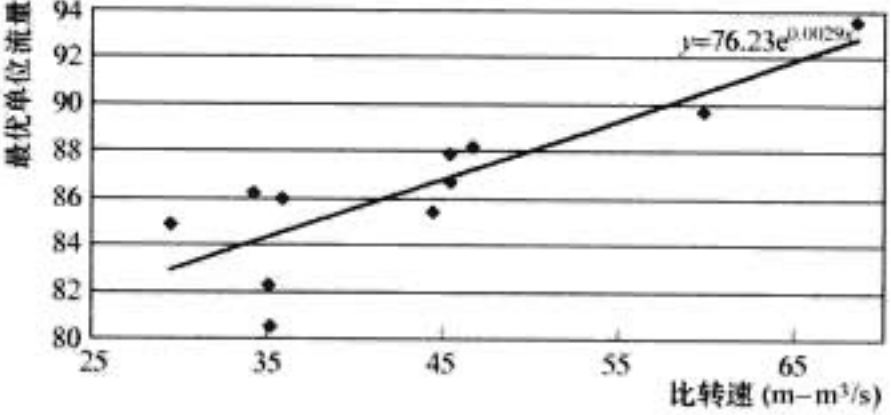


图 7.2-6 水泵工况比转速与最优单位转速关系曲线

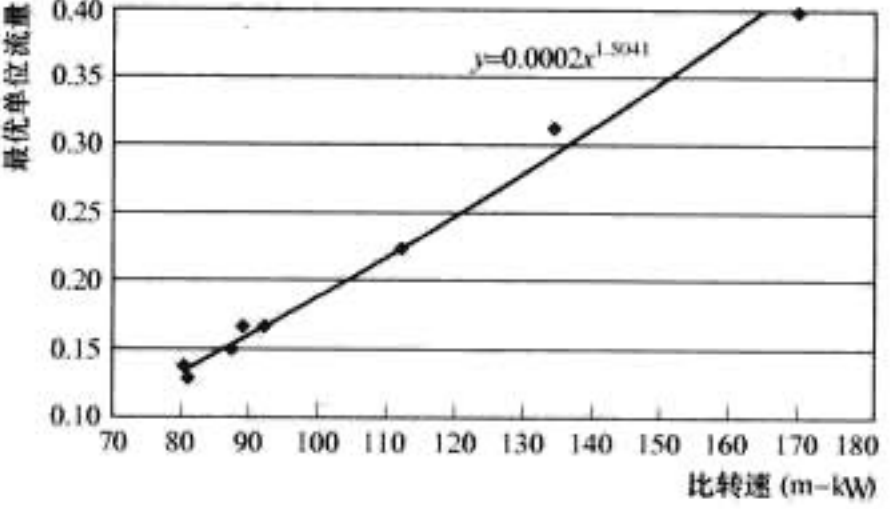


图 7.2-7 水轮机工况比转速与最优单位流量关系曲线

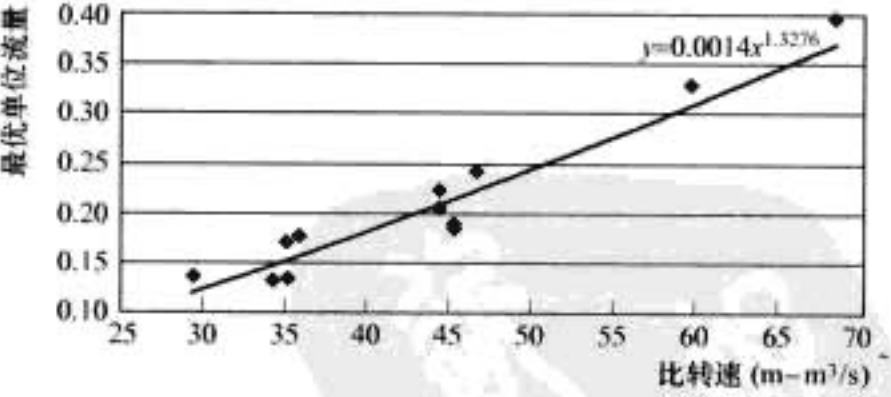


图 7.2-8 水泵工况比转速与最优单位流量关系曲线

表 7.2-2 水轮机工况和水泵工况最优参数推荐取值范围

水头段		100	150	200	250	300	350
水泵 工况	单位流量 Q_{11} (m^3/s)	0.4~ 0.45	0.37~ 0.41	0.34~ 0.38	0.3~ 0.33	0.23~ 0.26	0.21~ 0.24
	单位转速 n_{11} (r/min)	90~ 95	87~ 90	83~ 85	81~ 84	81~ 85	81~ 85
	比转速 n_s ($\text{m}-\text{m}^3/\text{s}$)	57~ 65	53~ 58	49~ 53	44~ 49	39~ 44	37~ 42
水轮机 工况	单位流量 Q_{11} (m^3/s)	0.42~ 0.47	0.38~ 0.42	0.35~ 0.38	0.3~ 0.33	0.25~ 0.29	0.20~ 0.25

续表

水头段		100	150	200	250	300	350
水轮机 工况	单位转速 n_{11} (r/min)	90~ 95	89~ 92	88~ 91	87~ 90	84~ 88	82~86
	比转速 n_s (m-kW)	174~ 195	165~ 179	156~ 179	143~ 155	126~ 141	109~ 128
水头段		400	450	500	550	600	650
水泵 工况	单位流量 Q_{11} (m ³ /s)	0.19~ 0.22	0.17~ 0.19	0.16~ 0.18	0.15~ 0.17	0.14~ 0.16	0.13~ 0.15
	单位转速 n_{11} (r/min)	81~ 85	81~ 85	81~ 85	81~ 85	80~ 84	79~ 83
	比转速 n_s (m-m ³ /s)	35~ 40	33~ 37	32~ 36	31~ 35	30~ 34	28~ 32
水轮机 工况	单位流量 Q_{11} (m ³ /s)	0.17~ 0.23	0.16~ 0.22	0.15~ 0.20	0.14~ 0.18	0.13~ 0.16	0.12~ 0.14
	单位转速 n_{11} (r/min)	80~ 84	78~ 82	76~ 80	73~ 76	72~ 75	71~ 74
	比转速 n_s (m-kW)	99~ 121	93~ 115	88~ 107	81~ 96	77~ 89	73~ 82

1.4 空化系数

水泵工况叶片动压降位于水泵的进口处，叶片动压降与水泵工况的转轮进口处的低压区重合，泵工况比水轮机工况更易发生空化，因此水泵水轮机的空化性能主要取决于泵工况的空化性能，它是影响转轮叶片设计和机组选型的重要因素，空化系数与比转速成正比，随着比转速的增大，转轮的空化系数也增大，图 7.2-9 为比转速与装置空化系数的统计曲线，对于地下厂房和水头变幅较大的电站建议取上限值，对于地面厂房和水头变幅较小的电站取下限值。

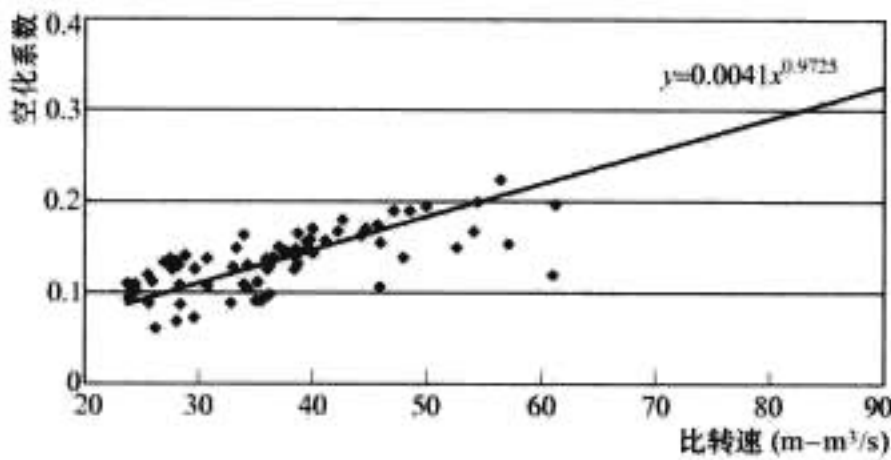


图 7.2-9 比转速与装置空化系数关系曲线

1.5 压力脉动

水泵水轮机由于水轮机工况需运行在高单位转速小单位流量和空载时，转轮进口产生脱流；水泵工况在小流量区转轮进口处要产生回流，转轮出口水流与活动导叶和固定导叶的撞击等，这些都是产生压力脉动的重要原因。压力脉动的产生可引起转轮和导叶较大的交变应力，轴向水推力、径向水推力和导叶水力矩的动载荷变大，从而有可能导致设备疲劳破坏，若压力脉动的频率与某一固定部件或水体的固有频率比较接近或重合，将引起机组振动和功率摆动的增大，甚至威胁电站的安全稳定运行，应引起足够的重视。

水轮机工况运行时，压力脉动比较大的工况为水轮机空载及小流量区时的转轮与导叶之间的无叶区的压力脉动，其次为部分负荷运行时尾水管中的压力脉动。

水泵工况运行时，压力脉动较大的区域仍为转轮和导叶

之间的无叶区。其发生的工况为水泵停机过程和水泵启动过程中通过小流量区时，在与导叶协联的正常工况下运行时压力脉动较小。

1.6 轴向水推力

水泵水轮机由于 $D_2 < D_1$ ，在设计中可以把向下的水推力设计得很小，甚至向上。但为防止过渡工况的发生抬机，在正常运行工况下，水推力基本为零。水推力的计算有两个方法，方法一为根据转轮的结构型式和止漏环的位置利用水力学方法进行计算，首先计算出上冠和下环及转轮出口的压力分布如图 7.2-10 所示，然后计算不同区域的水压力

$$PO = PC + PIC + PB + PD + PQ \quad (7.2-3)$$

式中： PO 为轴向水推力； PC 为上冠外腔压力形成的水推力； PIC 为上冠内腔压力形成的水推力； PB 为下环腔压力形成的水推力； PD 为尾水管出口压力形成的水推力； PQ 为转轮出流对转轮形的水推力。

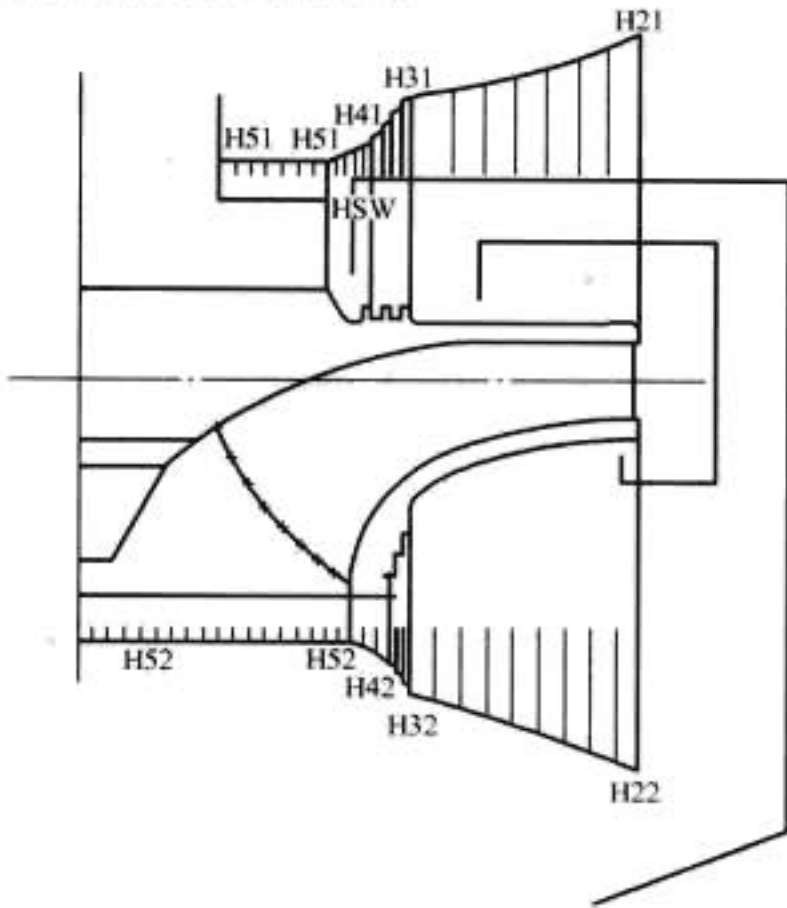


图 7.2-10 轴向水推力计算示意图

方法二为根据模型试验结果换算出水轮机转轮中的内力 PD ，再利用模型试验中测量出的上冠和下环压力分布，分别计算出 POC 、 PIC 、 PB ，利用与方法一相同的方法计算出 PO 。

由于计算出的水推力一般较小，在工程设计中应留有一定的裕量，并保证机组在任何工况下运行时，向上的轴向水推力不大于转动部件重量的一半，在混流式水泵水轮机中除在止漏环设有均压管与尾水管相连，用以减小转轮上冠内腔的压力，从而减小水推力，也可使用外部平衡管控制水推

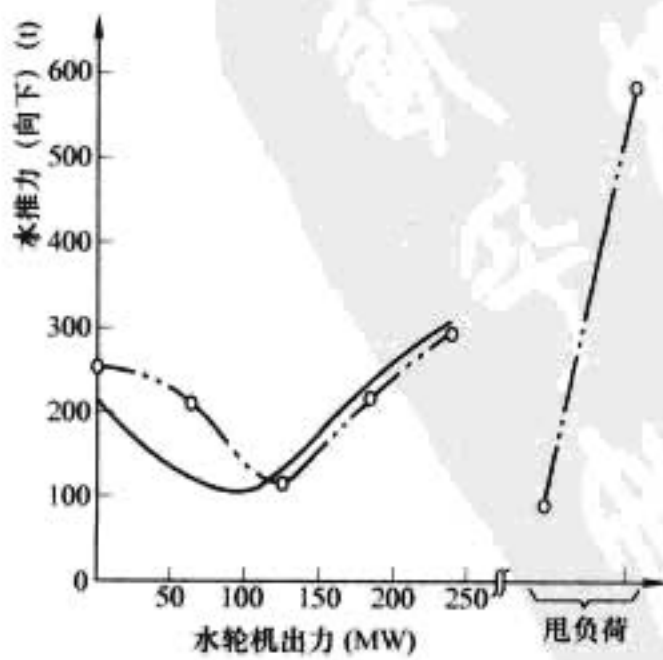


图 7.2-11 水轮机工况轴向水推力的实测结果

力,平衡管将转轮外腔与下环腔相连接,并可装设节流段调整水推力,图 7.2-11 为混流式水泵水轮机水轮机工况轴向水推力的实测结果,图 7.2-12 为混流式水泵水轮机水泵工况轴向水推力的实测结果,从而可看出在水轮机工况甩负荷时最大水推力为正常运行工况的 2~3 倍,在水泵工况运行时,水泵断电与正常运行工况中水推力相差不大。在水泵水轮机的推力轴承设计时应以正常运行工况为水推力的设计值,并按水轮机甩负荷工况对推力轴承的载荷进行校核。

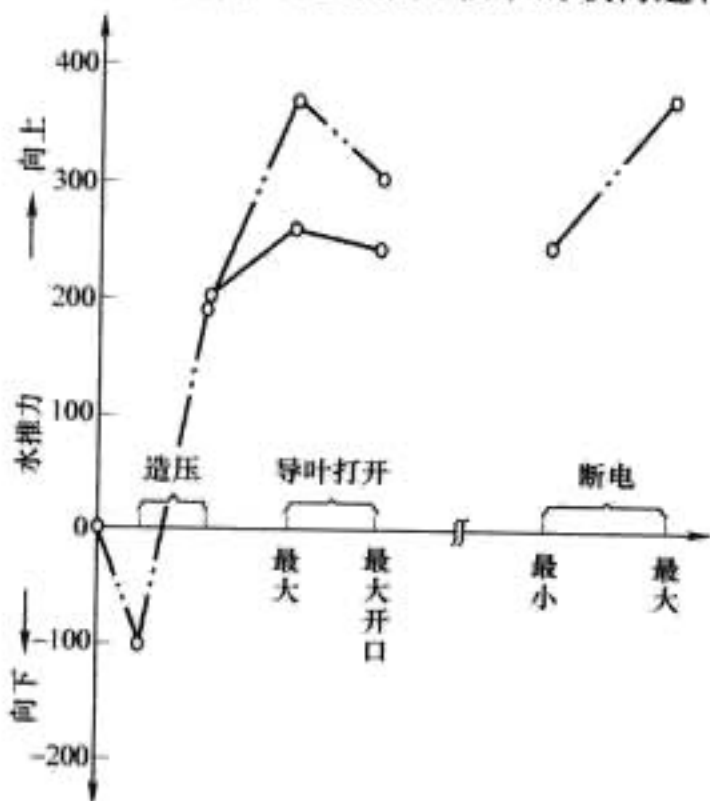


图 7.2-12 水泵工况轴向水推力的实测结果

1.7 径向水推力

1. 静态径向水推力

水泵水轮机在水轮机工况和水泵工况正常运行时,其径向力的计算与常规水轮机相同。在水泵水轮机的设计中可用下式进行计算

$$F_r = KD_0 b_0 H \gamma \quad (7.2-4)$$

式中: K 为系数, $0.04 \sim 0.05$; D_0 为导叶分布圆直径, m ; b_0 为导叶高度, m ; H 为最大水头或最高扬程, m ; γ 为水的密度, $\gamma = 1000 \text{ kg/cm}^3$ 。

2. 动态径向水推力

径向水推力受无叶区压力的变化影响较大,在过渡工况由于无叶区的压力脉动较大,引起的动态径向水推力达到最大,瞬间最高径向水推力可达到稳态径向水推力的 5 倍左右。

2 水泵水轮机的水力设计

本节将讨论单级混流式水泵水轮机的水力设计,包括蜗壳、固定导叶、活动导叶、转轮和尾水管五部分的若干有关水力设计问题。

2.1 转轮的水力设计

当水流通过转轮时,叶片表面将产生边界层,叶片进口撞击和叶型绕流将造成漩涡和脱流,由间隙泄漏将引起二次流动。这些实际的流动现象都非理论公式所能完全表达的,故转轮的设计很大程度上依靠由试验得来的经验数据,对于新参数转轮的设计参照已有相近的数据库中的转轮在统计经验的基础上采用现代 CFD 分析方法进行性能进一步优化。使用于生产的最终设计仍须通过模型试验校验。

可逆式转轮要兼顾水轮机和水泵工况两种功能,其主要设计步骤为:根据两种运行工况的要求,选定一对可以由一

个转轮最大程度满足两种工况要求的设计参数;通常以水泵工况为基础进行水力设计,再以水轮机工况的要求来校核,通过 CFD 分析结果在一定范围内调整修改。

2.1.1 转轮中的水流运动

叶片式水力机械具有可逆性,即它可以做水泵运行亦可以做水轮机运行。理论上,叶片式水力机械在水流作用下所产生的力矩为

$$M = \rho \left[\int_{F_{出口}} v_{ur} (v_{ur}) dF - \int_{F_{进口}} v_{ur} (v_{ur}) dF \right] \quad (7.2-5)$$

$$\text{或} \quad M = \rho Q [(v_{ur})_{出口} - (v_{ur})_{进口}] \quad (7.2-6)$$

在泵工况下,叶轮将机械功转换为水的能量,水泵出口能量高于进口能量,即 $(v_{ur})_{出口} > (v_{ur})_{进口}$,机械功消耗于使水流能量增加,故 $M > 0$ 。在水轮机工况下,转轮将水的能量转换成机械功,水轮机进口能量高于出口能量,即 $(v_{ur})_{进口} > (v_{ur})_{出口}$,水流能量消耗于使机械功增加,故 $M < 0$ 。

图 7.2-13 为做水泵和水轮机两种运行方式时的水流运动状况的速度三角形,符号下标 P 代表水泵工况, T 代表水轮机工况。水泵水轮机作水轮机运行时,希望水轮机进口角较大对水轮机做功有利,效率较高。但作为水泵运行时,因水泵的出口角较大,水泵的出口损失和蜗壳中的损失增大,作水泵运行时的效率降低,反之亦然。也就是对于水泵水轮机不能单一追求一种工况的性能,而要综合两种工况通盘考虑。转轮叶片的进出口角的选择显得十分重要。根据统计结果,水泵的进口角 $16^\circ \sim 22^\circ$ 之间,出口角 $17.5^\circ \sim 22.5^\circ$ 之间为宜。

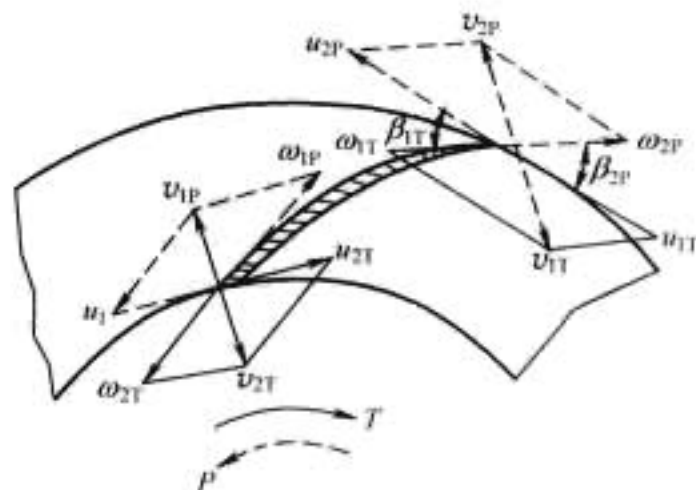


图 7.2-13 水泵水轮机转轮叶片速度三角形

随着流体力学、计算方法以及计算机硬件的发展,用数值的方法对水力机械通道的分析研究取得了重大的进展。根据水力机械中流体运动的规律和特征正确、合理地确定过流部件的形状和尺寸是水力设计的最主要的内容。CFD 在水轮机过流部件水力设计中应用,通过对水泵水轮机过流部件的内特性的分析优化通道的几何形状,比如可以通过 CFD 了解通道内流动三维特征、冲击损失、二次流和摩擦损失等。

水轮机通道内的真实流动是三维、不可压缩、非定常的黏性流。描述其流动的基本方程为连续方程和动量方程。

质量守恒,连续方程

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (7.2-7)$$

动量守恒,动量方程 (Navier-Stokes 方程)

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j^2} \quad (7.2-8)$$

式中: u_i 为 x_i 方向的瞬时速度; p 为瞬态静压; ρ 为流体密度常数; ν 为流体分子运动黏性系数。三维、不可压缩、定常的黏性流计算的水泵水轮机转轮内流态如图 7.2-14 和图

7.2-15 所示。

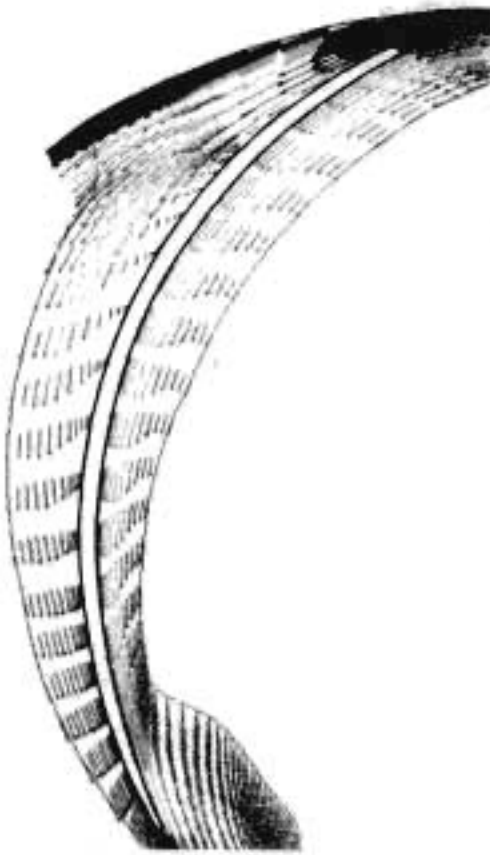


图 7.2-14 水轮机工况
某一流面速度矢量

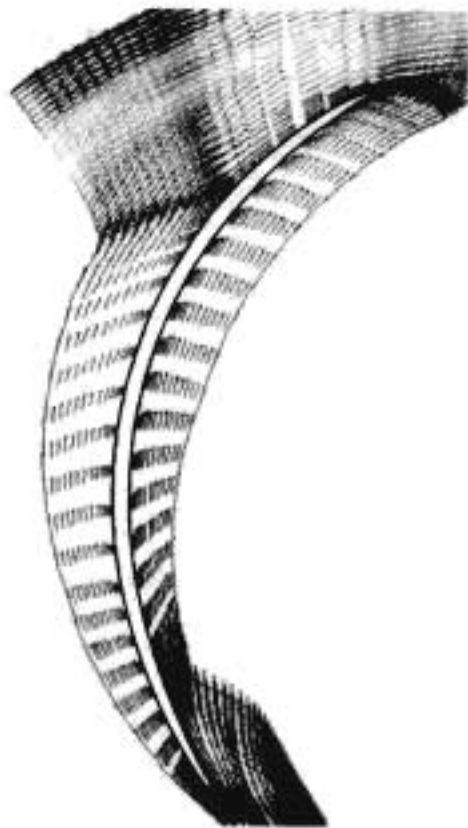


图 7.2-15 水泵工况
某一流面速度矢量

2.1.2 转轮设计参数及其流道的确定

(1) 转轮相对尺寸的确定。在常规泵的设计中，叶轮出口相对高度 B_2/D_2 取较小值，目的是避免在小于最优流量范围时流道内过早的产生脱流。但是，水轮机的设计为降低进口流速，减小撞击损失，要求进口高度较大。可逆式水泵水轮机因为也装有活动导叶，故必须把 B_2/D_2 加大些，其数值介于常规泵和常规水轮机之间（高压边高度 B_2 和导叶高度 B_0 近似相等），定义高压侧 2，低压侧 1。表 7.2-3 给出了水泵水轮机不同比转速转轮的相对尺寸。

表 7.2-3 水泵水轮机不同比转速
(最优工况) 转轮的相对尺寸

比转速 n_s (m-kW)	100	120	150	200	250	300
B_2/D_2	0.08	0.10	0.14	0.20	0.26	0.32
D_1/D_2	0.52	0.56	0.64	0.76	0.88	0.95
高低压边面积比	1.18	1.28	1.36	1.38	1.34	1.42

现有资料统计结果显示， $B_2/D_2 = f(n_s)$ 没有表中那种明显的单值关系，而点子分布范围相当宽，如图 7.2-16 所示。

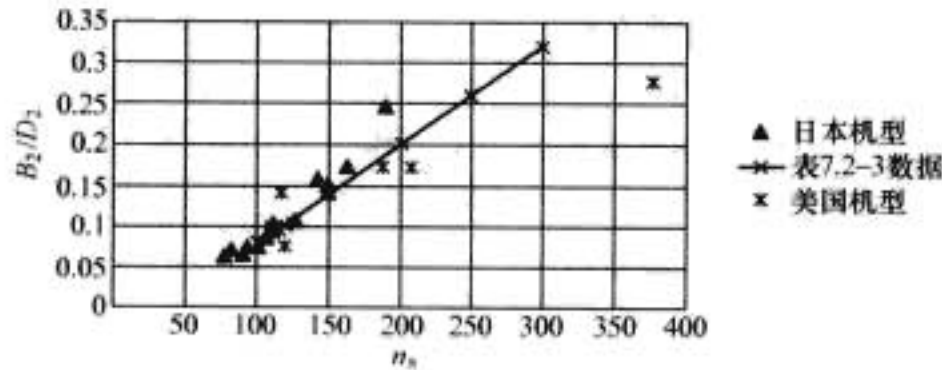


图 7.2-16 水轮机进水边高度与比转速的关系

可用下述观点解释这种现象：当 n 和 D_2 都相同时， B_2 和泵工况出口安放角 β_2 存在着由叶片式水力机械基本方程导出的下列关系： $B_2 \tan \beta_2 = \text{常数}$ 。 B_2 值随安放角 β_2 的减小而增加，但同时叶片的包角也增加。当叶片间流道的几何尺寸出现这种变化时，其平均扩散度基本上不会改变。

1) 叶片进出口边位置。叶片低压边位置的选定十分重

要。在水泵实践中早已知道低压边如果向吸水口延伸可以改善水泵的空化性能，但是低压边如向下延伸过多，上冠与叶片低压边的交点直径必将减小，将造成单位转速降低，水泵工况的效率亦受影响。可逆转轮的高压边一般位于圆柱面内，叶片的高压边有时做成垂直的，有时做成向后倾斜的，与垂直线成 $20^\circ \sim 25^\circ$ 角。转轮外缘与导叶间隙很小，从转轮流出的水流撞击到导叶上造成压力振荡，是水泵工况压力脉动的主要原因。把叶片出口做成倾斜的可使撞击分散一些，有助于减轻压力脉动。

2) 低压边叶片角及开口。叶片低压侧是水泵工况的进口，又是水轮机工况出口，低压侧叶片设计应满足两方面要求：一是使水泵工况有良好的空化特性，另一是使水轮机工况有足够的过水能力。根据离心泵设计经验，叶片吸水边具有一定的正冲角对空化特性有利。此冲角的大小随离心泵型式而异：对高比转速泵可以用 $10^\circ \sim 12^\circ$ ，甚至 15° ；对于低比转速泵，可用 $5^\circ \sim 8^\circ$ 。叶片绘形时，一般在上冠侧冲角加得少些，在下环侧加得多些，这样有助于减小叶片的扭曲，可能提高泵的效率。然而也有的泵在进口边上加等量的冲角，也有的设计在上冠侧加大的冲角而在下环侧加小的冲角。对于可逆式转轮，在水轮机工况低压边出口水流角度在上冠处相当大，而在下环侧比较小，沿低压边水流角度的变化要比水泵工况进口水流角变化大。按这一规律设计的新转轮虽然叶片低压边扭曲大些，但水轮机工况的效率较高，而泵工况的效率和空化性能也未下降，采用较大的低压边角度等于加大水轮机工况出水边开口，当然对于加大水轮机工况过流量有利。但是低压边角度不能取得过大，过大的进口冲角对泵工况是不利的。

3) 高压边角度及开口。叶片高压侧是泵的出口，是水轮机进口，在一般设计情况下，两种工况要求的叶片角度会有较大的差别，选择叶片角度时应做分析。泵工况的叶片出水角度如取得大，则流道将较宽敞， $H-Q$ 曲线将变得高而平缓。反之，如角度取得小， $H-Q$ 曲线将变得低而陡。蓄能电站的运行方式不同，对 $H-Q$ 曲线的要求是不同的。按这一规律，为使转轮流道通畅，希望叶片角度不要过小。从中低比转速混流式水泵水轮机的试验结果来看，高压边叶片角度在 $20^\circ \sim 25^\circ$ 范围内可以得到较高的效率。有的文献推荐采用尽量小的高压边角度，主要是为了改善水轮机工况在低水头或小负荷时的水流稳定性。然而，叶片角度大小不是决定性能的唯一因素，叶片系统的形成和轴面流道形状、叶片包角及叶型的曲率都是相互有关的。叶片最终设计希望具有平直宽敞的流道。试验结果证明，凡是流道宽敞的设计，其性能都较好。

4) 叶片数及包角。

混流可逆式转轮的叶片数最常用的是 6~9 片，在此范围内叶片数对水泵工况和水轮机工况的水力性能影响较小，但叶片数与导叶数的匹配对振动模态的平衡有明显影响，叶片包角的大小扬程与叶片数及叶片角度有关。用大包角可以形成较长的流道而使水流平稳，但摩擦损失大些。小包角是和较大叶片角配合使用的，对形成宽敞的流道有利。通常叶片包角都大于 100° 。包角太小驼峰位置会下降到更低的扬程，对水泵高时稳定运行不利。

(2) 设计步骤。

1) 根据电站参数及用户对水力性能的要求，选择水泵设计工况点。一般设计工况点为水泵运行范围的中间，该点也即为水泵的最优点，水轮机的最优点单位转速/水泵最优点的单位转速应在一定的范围内，建议该比值应大于 0.85，

小于 0.95。

2) 考虑真机与模型方面的相似及 IEC 标准等, 确定模型转轮直径、水泵模式下电动机转速及水轮机模式下的水头供 CFD 分析计算时使用。

3) CFD 计算分析前, 确定通过转轮区的目标流量和目标扬程。流量要计及容积损失, 扬程要计及水头损失。

4) 选择初始转轮的几何形状。已有相近转轮的情况下可直接选择, 否则根据统计数据确定。统计数据通常为各几何参数与比转速的关系曲线。

5) 为了验证参数选择的合理性, 采用 CFD 软件预测转轮的主要水力性能, 这是模型试验前的重要步骤。

6) 根据 CFD 分析的结果修改叶片的几何参数, 反复计算直到满意为止。

2.1.3 叶片的设计

叶片的设计方法随着计算流体和计算机技术的进步也在向前发展。水力设计实践证明, 对于中低比转速混流式转轮采用以一元理论为基础的设计方法能得到较好的结果。有文献介绍了一种一元理论计算机设计程序, 其主要功能有: ①用样板比拟法划分流线, 按等面积规律由一个边界推算到另一个边界; ②用积分法计算叶片, 可按相对流速、转轮环量或叶片角度三者中任一给定规律进行积分; ③叶片形成后给出沿流线长度上的相对流速、环量、叶片角度、流道面积和静压分布等计算值; ④打印出木模图所需的全部数据。继上述电算程序之后又发展了一套能按给定流速分布规律的算法, 根据实测或经验的进出口流速分布规律, 可以采用沿进口或出口边长度或沿边界长度的任何给定流速分布规律。

对于已设计完成的可逆式转轮, 可以用准三元流动程序来校验其流动状况。准三元理论基于两类相对流面的通用理论: 即在转轮的相对运动三维流场中取多个相对流面, 把一

个三维流动转化为若干个相对流面上的二维流动来求解。相对流面分两类: 第一类流面称 S1 流面, 由过叶栅中或叶栅前圆周线上的相对运动的流线组成, 如转轮的上冠和下环的内表面即为 S1 流面; 第二类流面称 S2 流面, 由过叶栅前半径线上的相对运动的流线组成, 如叶片的压力面和吸力面是 S2 流面。准三元流动按给定的叶型条件可以计算出水泵和水轮机工况各条流线上的流速分布和压力分布, 可供初步判断叶型设计之用。

在准三元方法的基础上又发展了能够计入叶片厚度的准正交面方法。准正交面法不需经过 S1 和 S2 两种相对流面上流动计算之间的交替求解和迭代, 两种流面的位置可以同时调整, 故此法属于直接求解三元流动的方法。

现代较常用的是基于三维黏性流的 CFD 设计方法, 设计过程大同小异, 根据前节的方法首先确定转轮轴面流道, 并划分流线如图 7.2-17 所示, 输出叶片区流线数据。

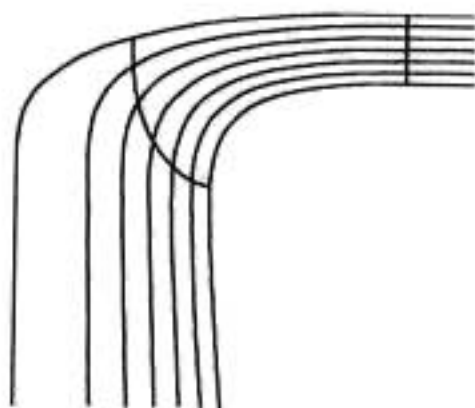


图 7.2-17 轴面形状及流线

确定骨线形状 (如图 7.2-18 所示), 例如在每条流线上用 4 点 bernstein 函数, 4 个参数分别为叶片进出口角和进出口曲率。

再给定厚度规律和最大厚度 (如图 7.2-19 所示), 输出网格划分程序 (例如 Turbogrid 软件) 所需数据文件、网格划分, 进行三维流场计算 (例如 Tascflow 软件)。

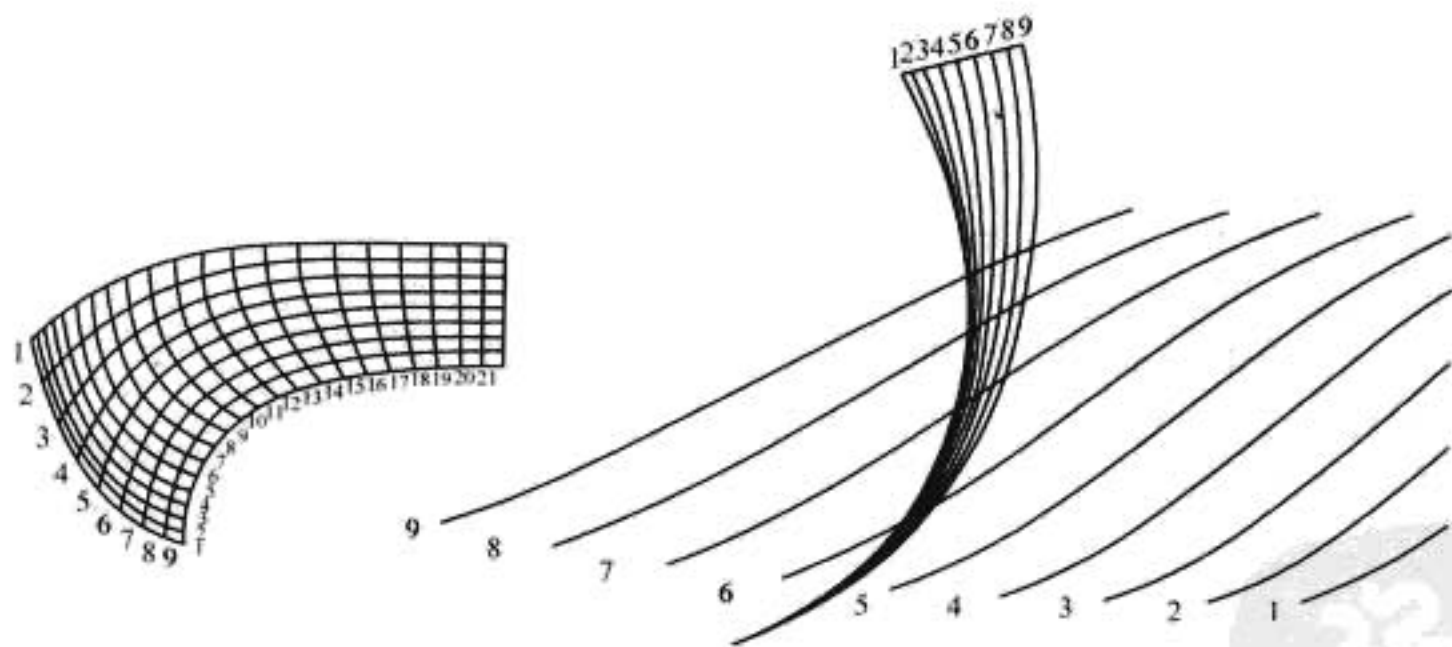


图 7.2-18 骨线

2.1.4 水轮机工况的校核

水泵水轮机按水泵工况设计完成后, 要对水轮机工况进行校核。主要包括水轮机转轮内的流动特性和尾水管的损失。这部分由 CFD 计算分析完成。

通常取 2 点作为校核工况点: 水轮机设计工况点流量和 95% 最大流量点。步骤如下:

(1) 在双列叶栅设计完成后, 可以得到活动导叶的转角与流量的关系。

(2) 对转轮 CFD 计算的进口条件为液流进口角和流量, 输入上述选取的流量及 (1) 中对应的活动导叶的转角。

(3) CFD 完成后, 作为后处理计算转轮内的损失和出口速度。

(4) 如果转轮内损失较大, 对叶片进行局部改型, 继续 (2) 和 (3) 步。

(5) 转轮出口速度关系到尾水管的损失, 因此将转轮出口速度在圆柱坐标系下分解成: $v_r = f(r)$ 、 $v = f(r)$ 、 $v_z = f(r)$ 。

实际计算中往往会出现图 7.2-20 中速度分布情况。

从图 7.2-20 可见转轮 1 的轴向速度分布比转轮 2 均匀, 在优化设计阶段从轴向速度角度考虑, 转轮 1 比转轮 2 更

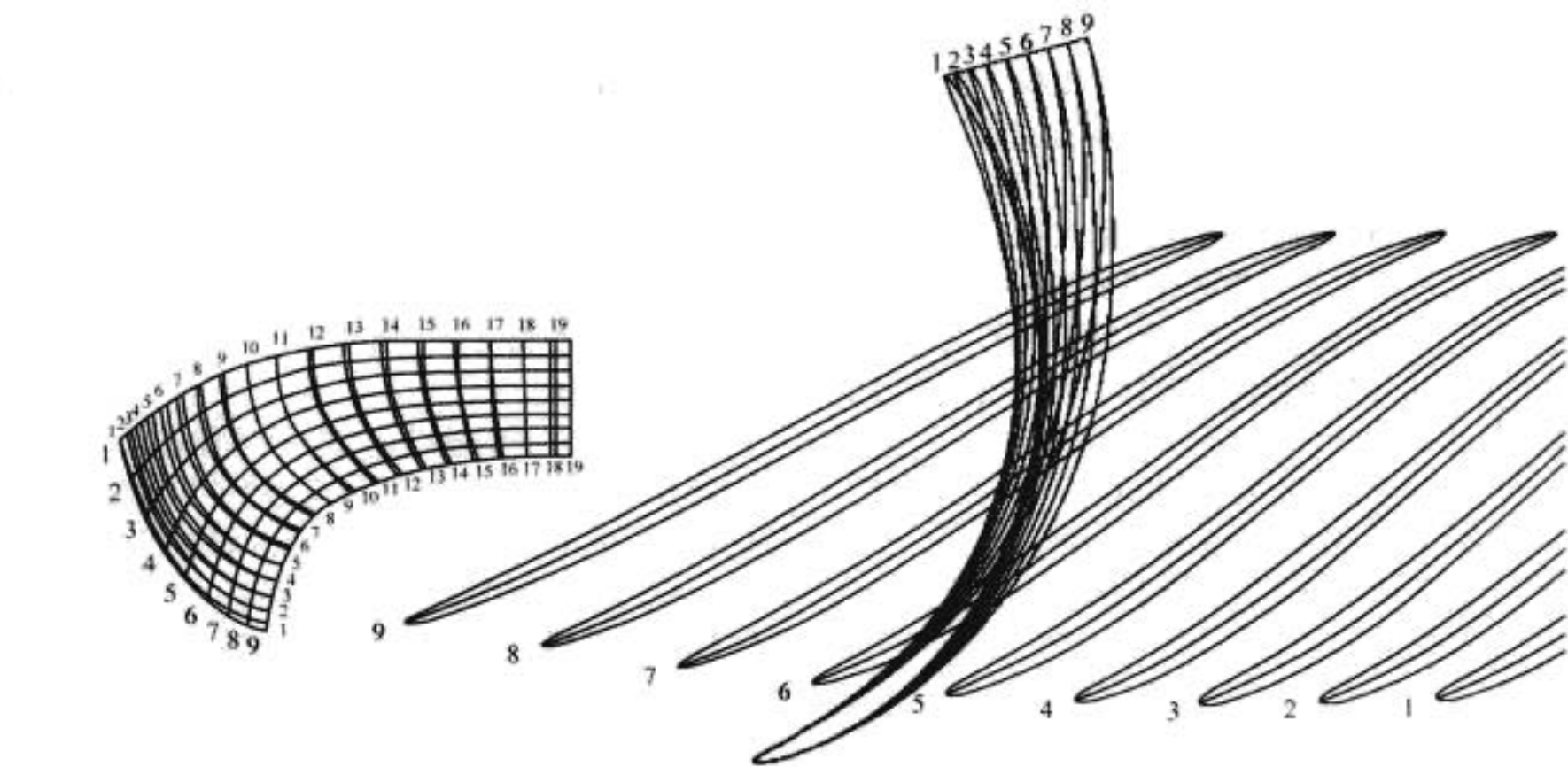


图 7.2-19 加厚的翼型

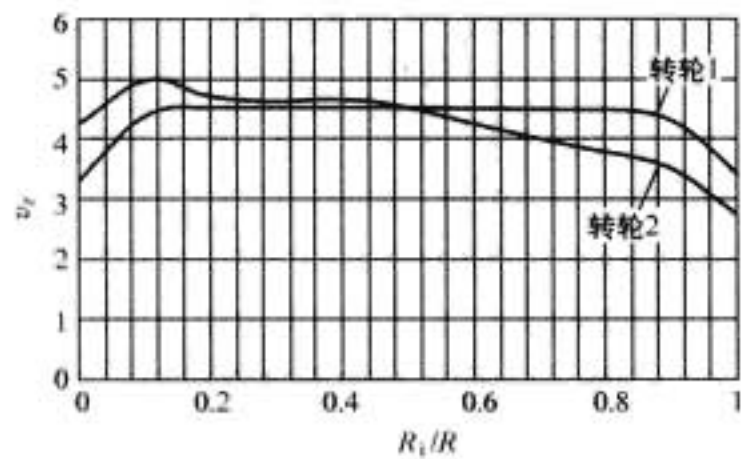


图 7.2-20 轴向速度沿半径的分布规律

好。然而从图 7.2-21 可见，速度矩的分布转轮 2 较转轮 1 好，因为在接近转动中心处出现了负值，这意味着叶片将能量传递给了流体，损失了能量。这种情况在最优工况应设法避免。应用转轮 1 和转轮 2 的出口速度作为尾水管计算的进口条件对尾水管内的损失进行计算时发现，二者损失相差无几。由此，将优化目标锁定为水轮机最优工况轴向速度分布如转轮 1，速度矩分布如转轮 2。事实上，同一个转轮同时具有转轮 1 和转轮 2 优点是很困难的，这正是需要做大量的优化工作的原因。这是水轮机工况校核阶段重要内容。当将转轮的出口流态作为尾水管进口边界条件进行计算时，要考察速度梯度，回流现象，二次流等。但最终目标实现尾水管内的损失最小。由此，水轮机工况优化中叶片出口角和轴面形状成为关键参数。这些参数在泵优化阶段已进行过调整，在水轮机工况再调整的话，会破坏泵的性能，叶片需重新设计。

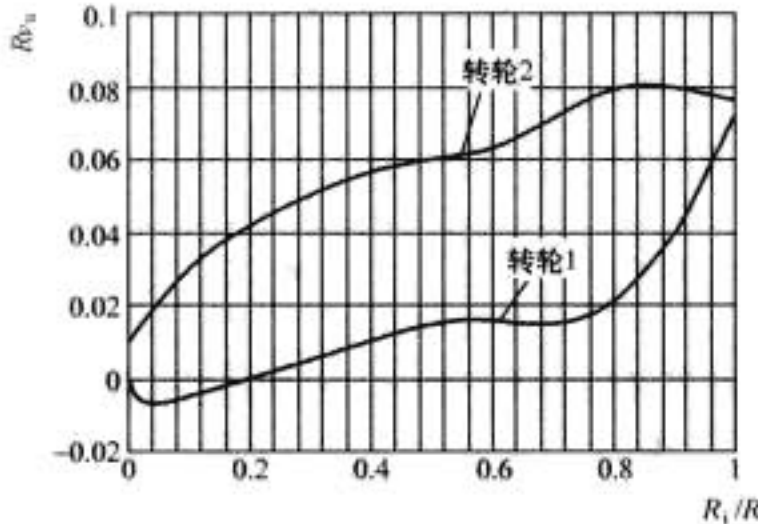


图 7.2-21 速度矩沿半径的分布规律

2.1.5 设计实例

(1) 电站要求的参数及保证值。

已知某电站的参数及合同保证值如下：

上游水位：最大值 $Z_{\max}=790.35\text{m}$ ；
正常值 $Z_{\text{nom}}=789.6\text{m}$ ；
最小值 $Z_{\min}=758\text{m}$ ；
下游水位：最大值 $Z_{\max}=264.04\text{m}$ ；
正常值 $Z_{\text{nom}}=260\text{m}$ ；
最小值 $Z_{\min}=220\text{m}$ ；

水温 20°C ；

机组高程 150.0m ；

重力加速度 9.798 ；

发电机转速 500rpm ；

水泵进口直径 2.0m 。

水轮机工况特征水头保证值见表 7.2-4。

表 7.2-4 水轮机工况特征水头保证值

水轮机工况	水 头 (m)	流 量 (m^3/s)	出 力 (MW)	效 率 (%)
最小水头	500.8	67.9	296.8	89.17
额定水头	510	68.7	306	89.12
最大水头	566	61.5	315.8	92.66

(2) 设计参数的选择。

水泵水轮机转轮设计以泵工况为主，根据合同要求按所选的转轮直径和转速，绘制如图 7.2-22 曲线，选择最优点作为水泵的设计点，即扬程 542.7m ，流量 $48.67\text{m}^3/\text{s}$ ，入力 276.47MW ，效率 93.54% 。将水泵设计工况点画在以单位转速和单位流量为坐标的水泵及水轮机运行范围图中（如图 7.2-23 所示），可以确定水泵工况设计点的值是否在合理的运行范围内。

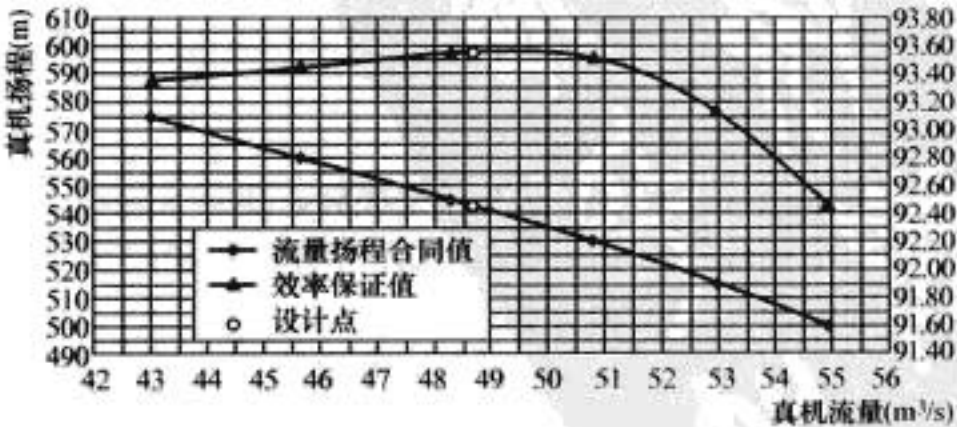


图 7.2-22 水泵工况下流量扬程和效率的关系

(3) 转轮叶片几何参数的确定。按照真机的参数确定模型参数，首先计算比转速，将 $n=500\text{rpm}$ ， $Q=48.67\text{m}^3/\text{s}$ ，

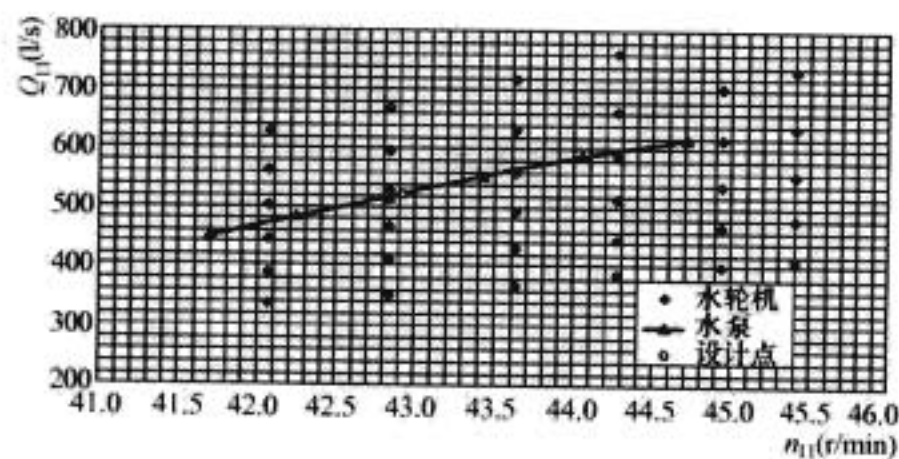


图 7.2-23 水泵和水轮机运行范围

$H=542.7\text{m}$ 带入比转速计算公式： $n_q=n\sqrt{Q}/H^{3/4}=31.02$ 。

由于统计参数中，大多为某一参数与泵出口直径 D_1 的比值与比转速的关系，所以要给定模型转轮直径（设泵进口直径为 0.4m ），叶片参数的定义如图 7.2-24 和图 7.2-25 所示，各几何参数随比转速的变化统计结果如图 7.2-26~图 7.2-34 所示，模型的几何参数就选择在各图中上下限范围内。

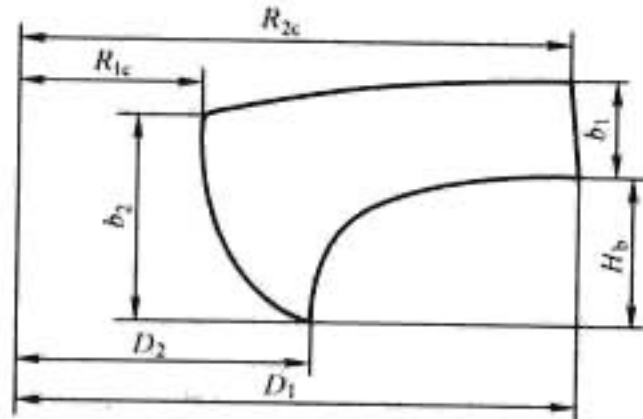


图 7.2-24 转轮轴面图变量定义

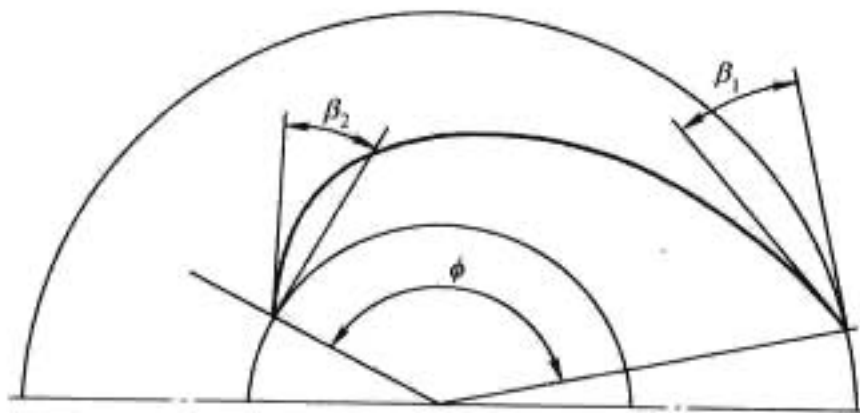


图 7.2-25 叶片进出口角及包角的定义

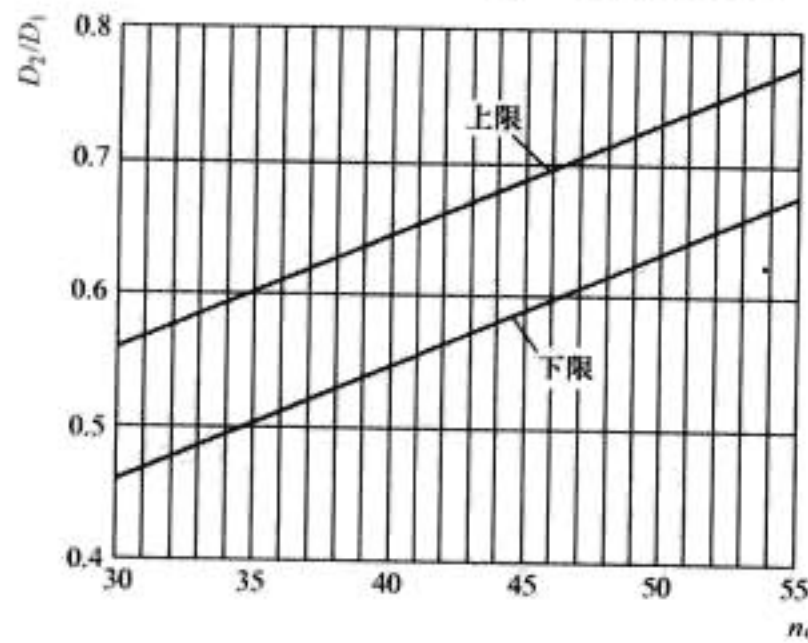


图 7.2-26 水泵进出口直径比值随比转速的变化
根据统计曲线，得到转轮基本参数见表 7.2-5。

表 7.2-5 转轮基本参数			
D_2 (mm)	400	b_1 (mm)	49.2
D_1 (mm)	207.253 9	R_{1c} (mm)	56.87
b_2 (mm)	35.026	φ (°)	110
叶片数	9	β_1 (°)	20.9
H_b (mm)	53.34	β_2 (°)	22.3
R_{2c} (mm)	200		

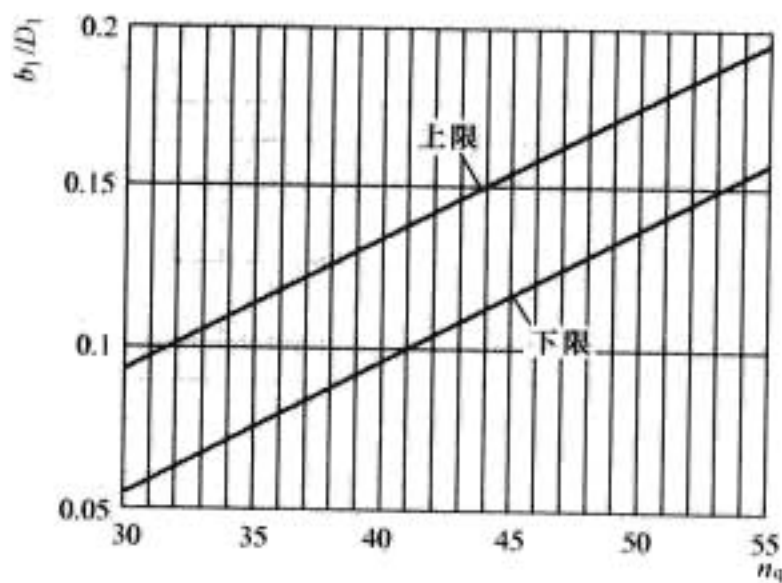


图 7.2-27 水泵相对出口
高度随比转速的变化

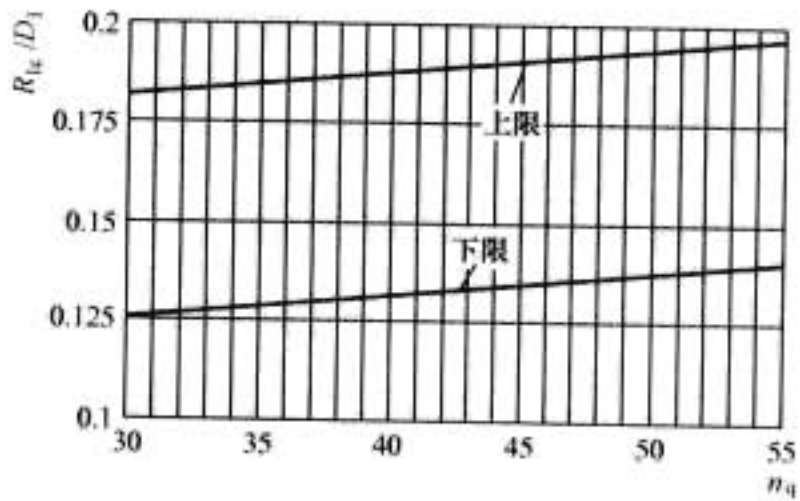


图 7.2-28 水泵工况上冠出口
相对半径随比转速的变化

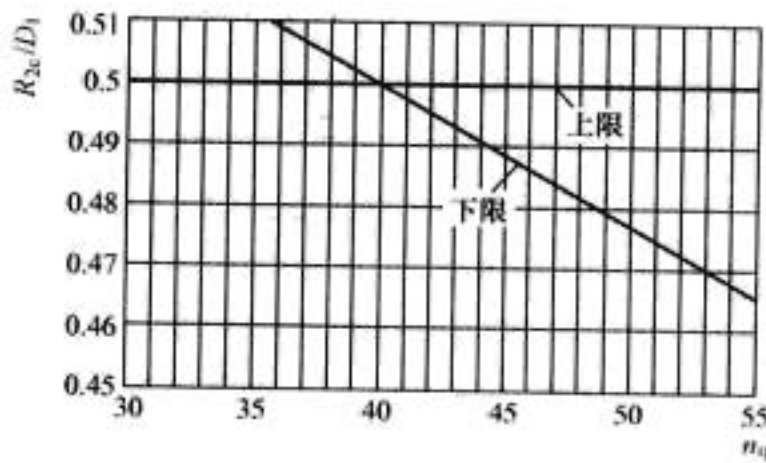


图 7.2-29 水泵工况上冠进口
相对半径随比转速的变化

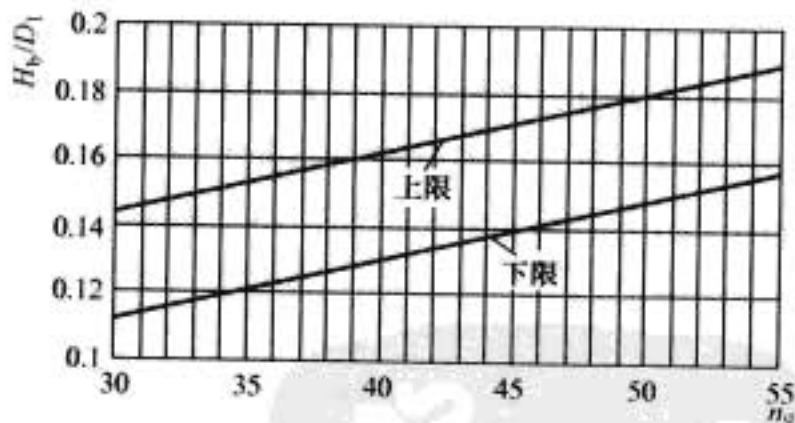


图 7.2-30 水泵工况上冠进口相
对高度随比转速的变化

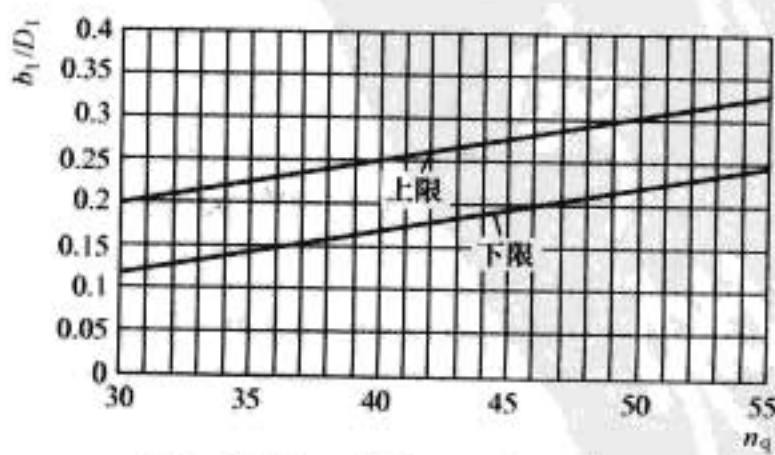


图 7.2-31 水泵工况上冠出口
相对高度随比转速的变化

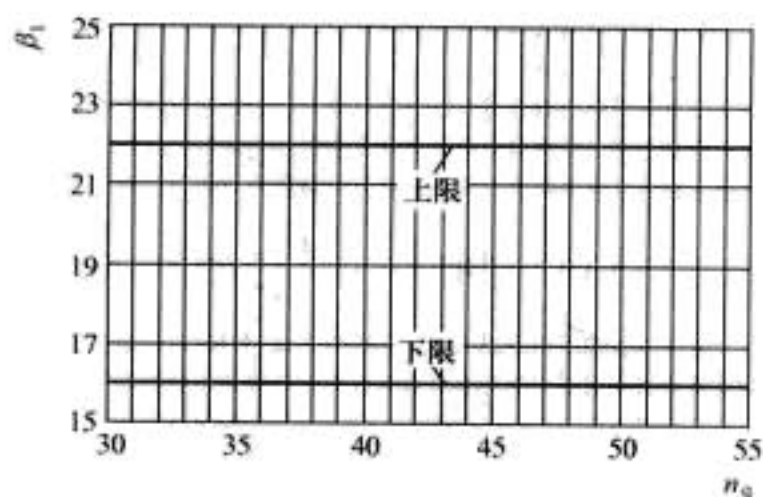


图 7.2-32 水泵工况上出口角随比转速的变化

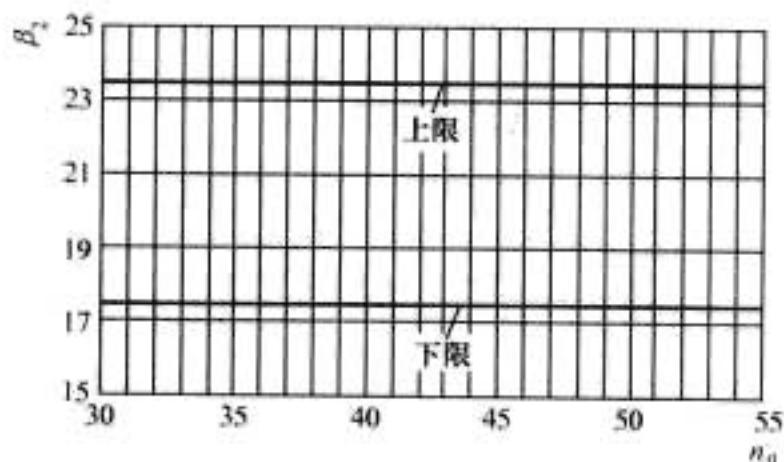


图 7.2-33 水泵工况上进口角随比转速的变化

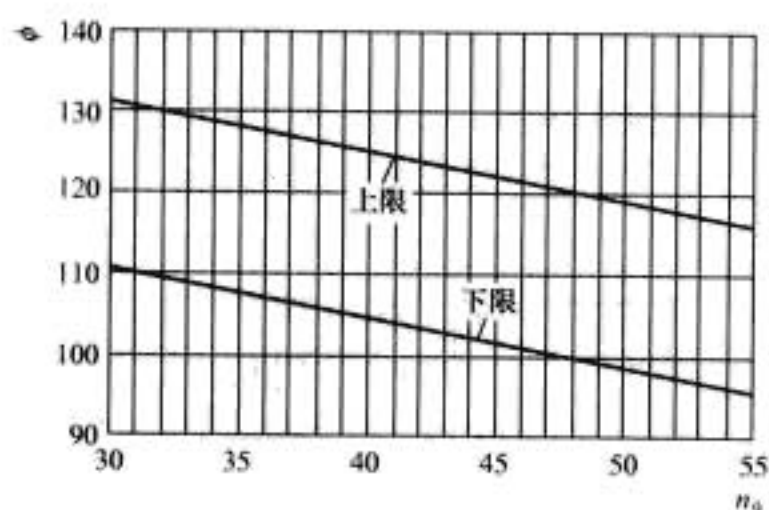


图 7.2-34 水泵工况上叶片包角随比转速的变化

2.2 蜗壳及座环的设计

2.2.1 蜗壳中的水流运动

对于混流式水泵水轮机要同时满足水轮机和水泵这两种工况运行，因此水泵水轮机蜗壳一般采用螺旋形金属蜗壳，这种蜗壳在两种工况下的流动规律相同，水流方向相反，能较好的满足水泵水轮机蜗壳的要求。水轮机工况下，蜗壳使水流能均匀地进入到转轮，并使水流进入导水机构前具有一定的环量；在水泵工况下，蜗壳用来收集从转轮流出的水流，同时把水流动能转换为压力能，减少水流的环量，使出水管中的水流损失减少。虽然螺旋形蜗壳在作用上能满足水泵水轮机的蜗壳的要求，但是因为两种工况下的工作参数不同，水泵工况下蜗壳还要承担水流动能转化为压力能的任务，所要求的蜗壳断面较水轮机工况下所要求的小，所以水泵水轮机的蜗壳设计有一定的难度。若联合考虑座环、固定导叶和活动导叶的话，水泵水轮机的蜗壳结构更接近常规水轮机的蜗壳，这是因为水泵水轮机转轮的外侧装有活动导叶和固定导叶，水泵工况时水流通过这两道叶栅时已得到相当程度的扩散，对蜗壳在扩散方面的依赖已大大减少。

蜗壳的设计传统上采用等速度矩原理；并假定流体是无黏的，流动是定常的轴对称流动，因而液流角在确定工况下是常量，水流轨迹是对螺旋线。但是蜗壳内的实际流动是有黏性的，其流动情况不仅与蜗壳本身的形状有关，而且还受

来流和出流条件的影响，因而蜗壳内的真实流动速度不是等速度矩分布的。即使最优工况下也只能是平均等速度矩分布；水流的流线也非对数螺旋线；这样作为弯管形式的蜗壳，二次流就不可避免了，尤其对于泵工况，二次流是蜗壳内流动的一大特点。水泵工况时，蜗壳进口的流动实际上是周期变化的，非恒定流，即使在最优工况，二次流与漩涡流会在蜗壳内出现；除最优工况和小流量工况外，二次流是非对称的，并一直影响到蜗壳扩散管出口。水轮机工况时，蜗壳进口是均匀来流，而出口是比较均匀的周向出流，然而由于液体黏性和边界层内存在漩涡，也易形成二次流，只是没水泵工况复杂。

2.2.2 蜗壳参数选择及面积变化规律

水泵水轮机蜗壳参数的选择主要包括：蜗壳包角和进口断面参数的选择以及蜗壳与座环的连接方式的选择。

水泵水轮机蜗壳需要承受的压力大，一般采用金属蜗壳，其断面形状为圆形。蜗壳与座环的连接方式采用平行边形式，从而改善了座环的受力条件，允许蜗壳有一定的形变，同时这也大大简化了蜗壳与座环的连接结构，便于制造。

蜗壳包角采用大包角蜗壳，通常是 345° ，虽然大包角会增加机组间距和厂房大小，但大包角蜗壳可以提高水泵水轮机效率和运行稳定性，平衡大部分径向力。在采用大蜗壳时，应注意水泵工况下水流从座环流进大蜗壳时，扩散度的增大引起扩散损失有可能大于水轮机工况下大蜗壳降低流速带来的沿程损失的减小值。也就是说：在采用大蜗壳时，应该注意蜗壳与座环的匹配问题。但对于高水头机组，强度条件的制约着转轮高压边高度和活动导叶高度的提高。

蜗壳的进口断面的选择在蜗壳设计中至关重要，由于水泵水轮机蜗壳更接近常规水轮机蜗壳，因此，蜗壳的进口断面为水流刚进入蜗形部分的断面。进口断面参数的选择关系到蜗壳中水力损失的大小，进而影响水泵水轮机水力性能；也影响到材料的投入问题。在非最优工况区，水力损失与流量的平方成正比，最大水力损失可达 $20\% \sim 30\%$ ；小流量时，蜗壳损失主要集中在蜗壳鼻端处，其他流量区损失主要发生在远离鼻端处。

蜗壳进口断面参数的选择主要指进口断面的直径和进口断面的平均流速（即流速系数）的选择，这两个参数只要选取其中一个参数就可，另外一个参数就可以推算出来

$$v_0 = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} D^2} \quad (7.2-9)$$

式中：Q 为额定流量；D 为蜗壳进口断面直径； v_0 为蜗壳进口断面平均速度。不论是进口断面直径还是进口断面流速系数，它们都是依据经验及统计资料来确定。蜗壳进口断面直径的统计资料主要指蜗壳断面与比转速的统计资料，而蜗壳进口断面平均流速由式 (7.2-10) 来计算

$$v_0 = \alpha \sqrt{H} \quad (7.2-10)$$

式中： v_0 为蜗壳进口断面平均速度；H 为设计水头； α 为进口断面流速系数，它与设计水头之间有经验统计关系，对于水泵水轮机来说， α 的取值通常比常规水轮机的流速系数稍大一些。

蜗壳进口断面参数和包角的确定并不是唯一确定了蜗壳的参数，因为蜗壳的断面面积变化规律不同，蜗壳中的流动特性及水力损失也是不同，尤其对于水泵工况，蜗壳水力损失在偏离最优工况时占有很大比例。因此蜗壳断面面积变化规律的选择变得至关重要了，目前蜗壳断面面积变化规律主

要有两种,一种是等速度流动的断面面积变化规律,另一种是水力损失均布断面面积变化规律。

图 7.2-35 给出了从国外引进的几个大型抽水蓄能电站的蜗壳面积变化规律。从图中可以看出,除十三陵抽水蓄能电站以外,其他电站的蜗壳断面面积变化均近似呈直线变化,也就是等速度流动的断面面积规律。而十三陵抽水蓄能电站蜗壳断面的变化规律是一条上凸的曲线,这种变化规律是使蜗壳中的水力损失均匀分配;在水轮机工况下,这种变化规律是减速型蜗壳,可减小蜗壳尾部的流速,抑制二次流的发生,改善水流流态,从而降低尾部的水力损失,提高蜗壳的效率;在水泵工况下,这种变化规律是加速型蜗壳,与座环搭配形式在水泵工况下几乎所有断面都不同程度的存在有二次流现象,这主要是由于水泵工况下水流从座环进入蜗壳时扩散过剧所致,但这种蜗壳形式在水泵工况下呈加速型的分布规律在一定程度上抑制了二次流的扩大。

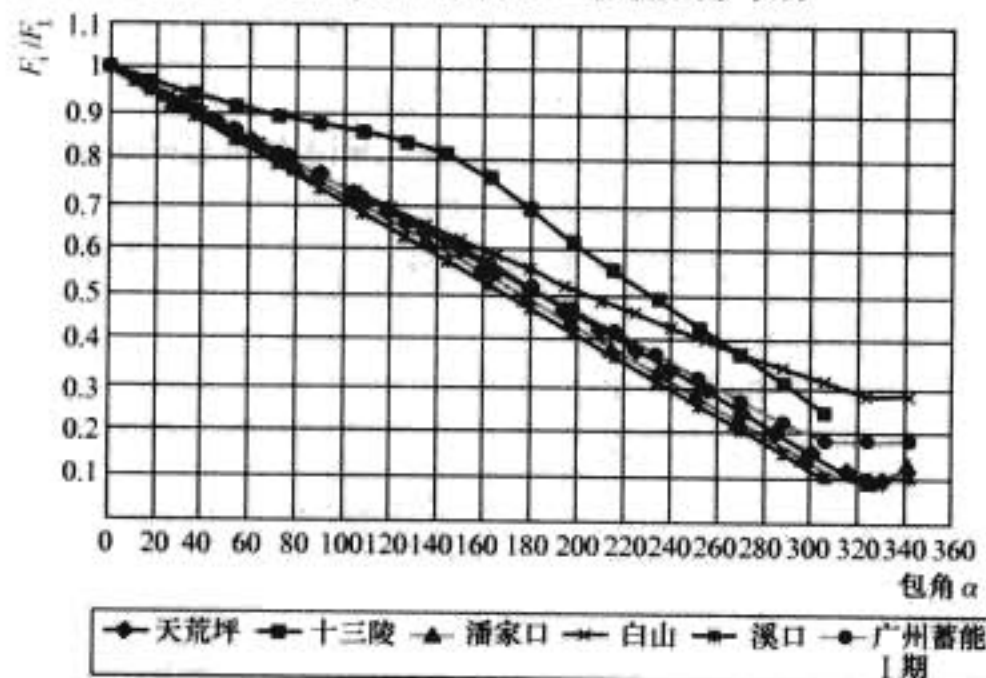


图 7.2-35 蜗壳面积变化规律

2.2.3 固定导叶翼型设计及摆放

座环固定导叶在水泵水轮机上起引导水流的作用,同时亦是受力部件。因此,固定导叶翼型设计,除了满足水力性能的要求,还要满足强度的要求。为满足强度的要求,以往选择数目较少而厚度较大的固定导叶,现代固定导叶水力设计中更趋向于选取数目较多的长而薄的固定导叶,其数目一般为活动导叶数的一半或相等。

水泵水轮机固定导叶翼型的设计,要同时满足水轮机工况和水泵工况水力性能的要求,因此,翼型没有明显的头尾部区别。固定导叶的翼型设计中不同的设计方法,其基本步骤都是先根据水力设计参数确定固定导叶骨线,再根据强度、水力性能等要求加厚成流线型断面。固定导叶翼型设计的基本方法有三种:

(1) 认为固定导叶不改变水流环量,其骨线为对数螺旋线,并以蜗壳水出口角为螺旋角。其计算公式为

$$r = R_b e^{m\theta} \quad (7.2-11)$$

式中: θ 为固定导叶的包角,弧度; r 为与包角对应的半径, m ; R_b 为固定导叶内切圆半径, m ; m 为蜗壳水出口角的正切函数, $m = \tan \alpha$; α 为蜗壳水出口角。

由公式可知,当 $\theta=0$ 时, $r=R_b$, 当 θ 为某一角度时,可以求得与之对应的 r 值,这样便可以绘制固定导叶骨线(如图 7.2-36 所示),再按强度要求加厚成流线形断面。

(2) 认为固定导叶改变水流的环量图。为此将蜗壳水流的出水角作为固定导叶进口角,而固定导叶出口角取成和活动导叶处于最大和最优开口之间的进口角 α_{cp} , 即 $\alpha_1 = \alpha$; $\alpha_2 = \alpha_{cp}$ (如图 7.2-37 所示),在导叶进出口角之间用切圆绘出骨线,然后按强度要求加厚成流线形断面。

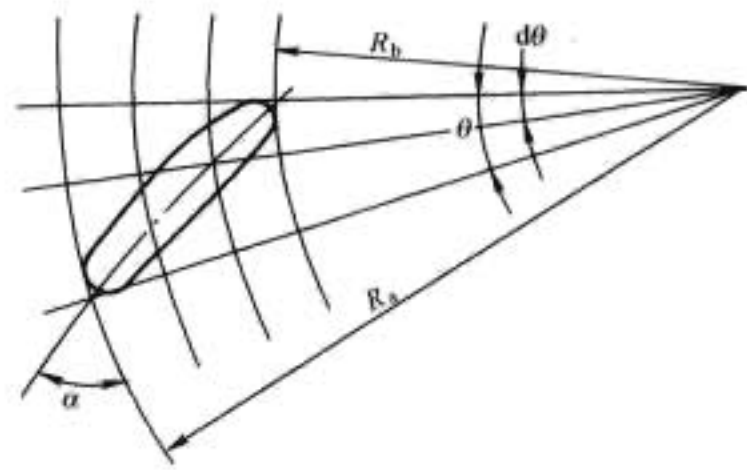


图 7.2-36 不改变水流环量固定导叶翼型

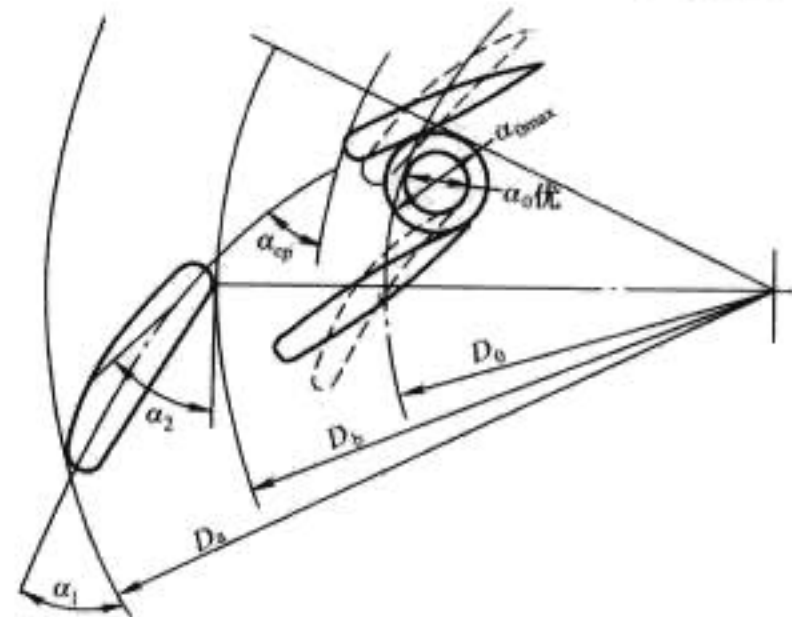


图 7.2-37 改变水流环量固定导叶翼型

(3) 根据水力设计参数,利用 Bezier (贝塞尔) 曲线生成固定导叶的骨线形状,再根据强度、水力性能等要求选择合适的厚度和相应的 NACA 翼型,生成固定导叶的断面形状。由 Bezier 曲线公式, α_1 为蜗壳水出口角 α , 即 $\alpha_1 = \alpha$; α_2 由双列叶栅水力设计综合参数确定。

综上所述,前两种方法在二维设计手段中较易实现,方法(3)更容易实现程序化,自动化更强。目前常用的设计方法主要是方法(2)和方法(3)。

水泵水轮机固定导叶的摆放,主要取决于水轮机工况对固定导叶安放角的要求。通过对固定导叶在不同进口冲角时的水力损失结果进行分析发现,水轮机工况对固定导叶安放角比水泵工况更明显,不但水力损失大,而且最小损失区域也小。相反地,固定导叶在水泵工况时的水力损失在很大冲角范围内几乎为常数。一般来说,固定导叶摆放时,两端的的角度都应最好地适应水轮机和水泵工况的入流条件。由方法(1)设计的固定导叶的出口端位置大致对准活动导叶处于最大和最优开口之间的进口端,自此起沿圆周均布。由方法(2)设计的固定导叶进口端位置按固定导叶的强度条件与进出口角形成的骨线形状具体确定。由方法(3)设计的固定导叶出口安放角,更多的情况是利用 CFD 手段,对固定导叶和活动导叶进行联合计算分析,并根据计算结果进行修正,以达到在水泵设计工况下其水力损失最小,满足水泵工况双列叶栅最优匹配要求,同时兼顾水轮机工况水力性能。

2.3 活动导叶设计

2.3.1 活动导叶设计方法及导叶数

活动导叶在可逆式水泵水轮机中有两个作用,一是在水轮机工况时控制机组流量,二是在泵工况时调整出口水流方向使与蜗壳水流流动相适应。此外在两种工况下,导叶都有切断水流的作用。

水泵水轮机中水流存在两个方向的流动,在设计上要求导叶的两端都符合良好的进水和出水条件,因此导叶的设计一方面是叶型本身的优化,同时亦应兼顾两种工况的不同要

求。图 7.2-38 是水泵水轮机的典型导叶翼型。

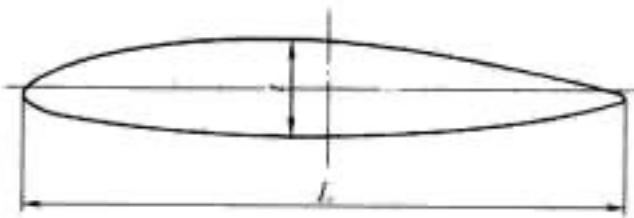


图 7.2-38 典型的水泵水轮机导叶翼型

导叶水力设计时应考虑以下问题：

- (1) 按强度要求选取最小的叶片厚度。
- (2) 导叶长度应尽量小，通常 L/t 值取为 1.1 左右（如图 7.2-38 所示），这样有助于减小静态和动态水力矩。
- (3) 对于给定的翼型，可以在一定范围内改变其旋转轴位置来调整导叶的开关趋势和水力矩大小。过多的改动不但要影响机组的效率，而且会破坏导叶本身的稳定性。
- (4) 一般情况导叶枢轴的位置应靠近转轮侧，以防止造压工况时出现压力波的自激振荡。

针对上述分析，活动导叶的设计可分为两种情况：一是对于给定的翼型，可以根据活动导叶水力设计参数要求，对叶型本身进行优化；二是根据水力设计参数进行活动导叶翼型设计，其翼型设计方法可以采用固定导叶翼型设计中的第三种方法，在此不再赘述。

水泵水轮机中采用的导叶须承受水泵工况水流的强烈撞击，因此设计时趋向于使用数目较少而强度较高的导叶。从实际应用而言，水泵水轮机活动导叶并没有固定的数目，大、中型水泵水轮机的导叶数目一般在 16~24 片范围内，使用 20 片导叶的机组较多。活动导叶个数的选择，除满足强度的要求，更应该关注的是其与转轮叶片数的匹配所引起的水力干涉问题。

2.3.2 固定导叶与活动导叶联合 CFD 计算分析及布置

水泵水轮机在作水轮机运行时，座环固定导叶的尾流会影响导叶的入流流动状况，同时导叶在不同角度时尾流也在变化，实际上对转轮叶片存在一个水力条件最好的导叶角度（即转角），也存在一个在圆周分布上导叶相对于固定导叶的最优位置。

水泵水轮机在作水轮机运行时，座环固定导叶的尾流会影响导叶的入流流动状况，同时导叶在不同角度时尾流也在变化，实际上对转轮叶片存在一个水力条件最好的导叶角度（即转角），也存在一个在圆周分布上导叶相对于固定导叶的最优位置。

水泵水轮机作水泵运行时不用导叶来调节流量，但需把导叶开到水力损失最小的位置，为求得总的水力损失最小，因此对于水泵工况也存在一个活动导叶和固定导叶的最优相对位置。图 7.2-39 为典型的水泵水轮机导叶布置图。

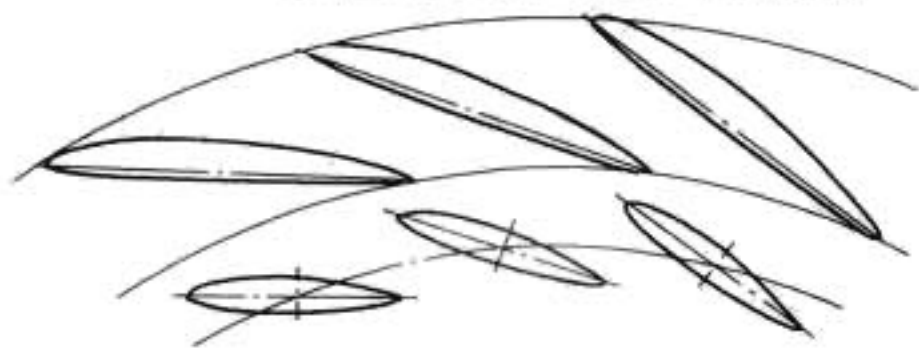


图 7.2-39 典型的水泵水轮机导叶布置图

现代水轮机水力设计中，主要采用 CFD 数值模拟计算分析手段，实现两者最优的水力匹配和相对位置的布置。固定导叶和活动导叶联合 CFD 计算分析的主要目的，就是为了解决固定导叶与活动导叶之间最佳的水力匹配问题。CFD

计算分析主要完成如下两个任务：一是固定导叶和活动导叶之间翼型参数的匹配；二是固定导叶和活动导叶在径向和周向上位置的匹配。

现代 CFD 计算分析中，网格的划分主要采用分块结构化网格以及非结构化网格；主要从宏观的压力场、速度场梯度变化以及水头损失、动能损失等数值计算结果的分析比较来对固定导叶和活动导叶进行优化设计，最终实现两者最佳的水力匹配和相对位置关系布置。

2.4 尾水管设计

尾水管的性能好坏直接影响水泵水轮机能量特性、空化特性和运行稳定性。但水泵水轮机尾水管对水轮机工况和水泵工况的影响特点是不同的。主要表现为以下两个方面：

(1) 尾水管直锥段起最主要作用。较长的直锥段具有较明显的扩散作用。对水轮机工况而言，肘管及扩散段的形状及断面变化规律的影响相对较小；对水泵工况来说，较长的直锥段更能保证进口水流的均匀性。

(2) 尾水管的总高度 h 对水泵工况没有明显的影响，但对水轮机工况的能量恢复有较大影响。

水泵水轮机尾水管与常规水轮机尾水管相比较，有以下三个主要特点：

- (1) 具有相对较长的直锥段。
- (2) 水泵水轮机通常采用连续扩散型肘管；常规水轮机尾水管中，为防止水流在弯段从壁面脱流，广泛使用一种具有“扩散—收缩—扩散”断面规律的肘管，两者面积变化规律如图 7.2-40 所示。

(3) 大部分水泵水轮机尾水管两端均为圆断面，肘管部分可根据“连续扩散”的面积变化律，采用圆断面或椭圆断面。

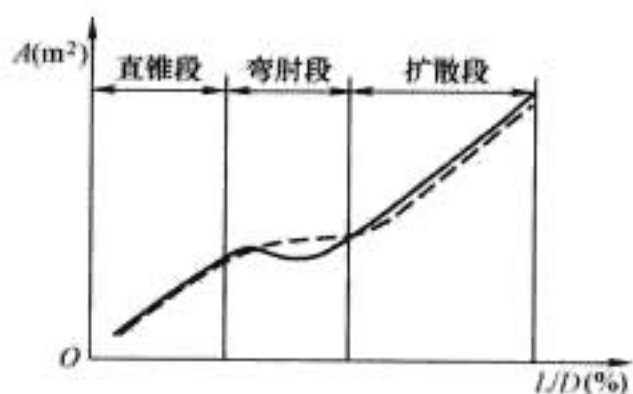


图 7.2-40 尾水管断面面积变化规律

一般低比转速水泵水轮机通常采用全圆断面尾水管，中高比转速水泵水轮机肘管通常采用椭圆断面形状。根据水泵水轮机尾水管断面连续扩散的要求，除尾水管直锥管和扩散段对水流起主要扩散作用外，肘管的作用亦很关键。尾水管断面形状设计的关键也在于肘管。由于肘管的形状较为复杂，在水轮机和水泵行业通常习惯于把一些经过实践考验的肘管作为标准的形式；现代水轮机尾水管的水力设计方法是应用参数化 CAD 商业软件如 ProE 对尾水管中心线进行设计和成型，结合 CFD 手段对尾水管进行数值模拟计算，并根据计算结果对尾水管进行改型设计，直到满足水力设计的要求。下面以全圆断面肘管的设计为例对这种参数化设计方法进行简单介绍。首先，根据尾水管的水力设计参数对尾水管肘管中心线进行参数化设计；其次，根据面积变化规律确定肘管进出口和中间位置至少一个与中心线相垂直的断面；最后，运用 ProE 等 CAD 商业软件所具有的功能，由中心线和与其相垂直的断面即可完成肘管的成型。值得注意的是，尾水管中心线设计及成型在工程上主要是基于 CAD 商业软件自身功能基础上的设计方法。当然，理论上也可以应

用程序设计的方法,根据 Bezier 曲线公式进行中心线形状设计,根据给定的断面面积变化规律和特征断面几何形状及参数以及中心线与断面相垂直的关系插值生成各断面参数,最后应用 CAD 商业软件进行简单绘图,即可完成尾水管的设计。无论哪种设计方法,都主要是针对水泵水轮机模型的参数化设计及 CFD 计算分析而言,真机设计中,还是以各断面参数来进行设计。因此,中心线设计时,应该不包括直锥管段,如果扩散段是全圆断面,也可以不包括扩散段,这种设计方法主要还是针对具有规则形状肘管段的参数化设计。

3 水泵水轮机的选型计算

3.1 选型计算

3.1.1 进行水泵水轮机选型计算时需要的基本资料和数据

(1) 单机容量、机组台数、发电工况和抽水工况的功率因数。

(2) 电站上、下水库的正常蓄水位,发电抽水时的死水位。

(3) 电站的最大、最小毛水头及引水系统在不同运行工况时管路损失与流量的关系曲线。

(4) 每天发电和抽水的时间及有效库容。

(5) 调节保证的限制参数。

3.1.2 选型计算主要步骤

3.1.2.1 在没有模型综合特性曲线时

在没有模型综合特性曲线时,可根据水泵水轮机水力参数选择中提出的比转速与水头曲线,首先选择出额定转速,然后根据水泵最优工况的参数选择水泵水轮机的转轮直径,再根据水轮机在额定水头下出力校核转轮直径并根据校核结果对转轮直径进行适当调整,根据转轮直径选择机组的控制尺寸,根据比转速与装置空化系数的关系曲线选择吸出高度。在此种情况下,装置空化系数应选择统计曲线的上限值。在选择完额定转速以后,也可就近选高一档的同步转速进行几个方案的比选。

(1) 水轮机转速的估算

$$n = \frac{n_s H_T^{\frac{5}{4}}}{\sqrt{P_r}} \quad (7.2-12)$$

式中: n_s 为水轮机的比转速, $\text{m} \cdot \text{kW}$; P_r 为水轮机额定出力, kW ; H_T 为水轮机的设计水头, m 。

(2) 转轮直径 D_1 的估算

$$D_1 = \sqrt[3]{\frac{P_r}{9.81 H_T^{1.5} Q_{1T} \eta}} \quad (7.2-13)$$

式中: Q_{1T} 为水轮机的设计单位流量, m^3/s ; η 为原型水轮机额定工况效率。

(3) 按水泵工况校核转轮直径。

(4) 最大允许吸出高度 H_s 的估算

$$H_s \leq 10 - \frac{E}{900} - K \sigma_c H \quad (7.2-14)$$

式中: σ_c 为模型水轮机空化系数; K 为安全系数余量, $K = 1.1 \sim 1.5$, 高水头取小值, 低水头取大值。

(5) 水轮机飞逸转速的估算。在没有飞逸特性曲线时, 飞逸转速通常按 $1.3 \sim 1.5$ 倍的额定转速计算。

3.1.2.2 有模型综合特性曲线时

可先由水轮机工况参数开始计算或先由水泵工况参数开始计算。最终得到的数据应该是一致的, 选用哪一种方法主要取决于计算者对哪一种特性曲线更为熟悉。

(1) 由水轮机工况参数开始计算:

1) 这一方法的主要步骤是先选定水轮机工况参数, 再计算相应的水泵工况参数。如水泵工况参数不符合电站设计要求, 则须返回来调整水轮机工况参数, 所以此方法是个试算法。

2) 由水轮机工况综合特性曲线根据判断选取一对单位转速和单位流量数值作为计算的起点。用水轮机选型公式来计算

$$\text{转轮直径: } D_1 = \sqrt[3]{\frac{N_T}{9.8 \eta_T Q_{1T} H_T \sqrt{H_T}}} \quad (7.2-15)$$

$$\text{转速: } n = \frac{n_{1T} \sqrt{H_T}}{D_1}$$

式中: Q_{1T} 为设计点的单位流量, 可取为最优点单位流量的 $1.1 \sim 1.2$ 倍; n_{1T} 为水轮机额定点的单位转速, 可取为最优点单位转速的 $1.11 \sim 1.15$ 倍; η_T 为估计的额定点真机效率。

根据计算得到的转速 n 取最接近的同步转速。

3) 在初步选定了转轮直径 D_1 和同步转速 n 以后, 应先校核水泵工况的参数, 因为水泵工况的高效率区比水轮机工况的窄, 为满足水泵工况的要求很可能还得返回来修改水轮机工况参数。

将水泵工况两个扬程 H_{\max} 、 H_{\min} 用 D_1 和 n 按相似理论关系换算成模型数值

$$H_M = \left(\frac{n_M}{n}\right)^2 \left(\frac{D_M}{D_1}\right)^2 H = K_H H \quad (7.2-16)$$

式中: n_M 和 D_M 分别为模型转轮的转速和直径, 由模型试验曲线上可以查到。

在模型曲线上试绘出这两个扬程点。在最大扬程 H_{\max} 时泵的流量应不小于回流发生的界限 (约为最优流量的 $60\% \sim 70\%$), 在最小扬程 H_{\min} 处的空蚀系数 σ 应不使吸出高度超出电站设计的允许限度。对于扬程变幅度高的高水头电站, 有时希望将 H_{\min} 点放在效率最高点上, 而使 H_{\max} 点向小流量向偏移, 这样能获得更好的运行稳定性。

如果在模型曲线上两个扬程点的分布不理想, 可以将 n 或 D_1 适当改变来形成新的 K_H 值重新计算。如果只需少量的修改 K_H , 显然是以改变 D_1 为宜, 因为 n 的改变将牵涉到换一级同步转速, 这样的调整通常是过大的。这样的试算虽然需重复几次, 但稍熟练后就可以较快的找到最优的 η 和 D_1 组合。

4) 在转速和直径确定后, 按相似关系计算水泵工况两个扬程点的真机流量

$$Q = \frac{n}{n_M} \left(\frac{D_1}{D_M}\right)^3 Q_M \quad (7.2-17)$$

5) 由模型曲线取这两个点的效率 η_m , 用 2.3.2 中的换算公式换算成真机效率 η_p , 计算真机水泵工况功率

$$P = \frac{9.8 H_P Q_P}{\eta_p} \quad (7.2-18)$$

6) 用通用的吸出高度公式计算上述两个点的吸出高度 H_s 值。

7) 根据水轮机模型曲线计算两个水头点的流量 Q_r , 效率 η_r 和功率 P_T , 由于调整水泵参数时改变了原来估算的直径值, 水轮机出力可能与预期的有些出入, 此时可根据模型曲线的情况适当调整 Q_{1T} 值来保证 P_T 满足要求。水轮机工况最大单位流量一般不超过最优流量的 20% , 在此区域效率线比较平缓, 调整 Q_{1T} 值是完全可能的。

8) 把以上各项计算结果列入表 7.2-6 内, 进行最后的比较。

表 7.2-6 计算结果汇总表

	水轮机工况		水泵工况	
	H_{\max}	H_{\min}	H_{\max}	H_{\min}
H (m)				
Q (m ³ /s)				
η (%)				
P (kW)				
H_s (m)				

(2) 由水泵工况参数开始计算:

1) 先由泵工况模型曲线上选取设计点的模型扬程 H_M 和流量 Q_M 。真机的水头 H_P 是已知的, 故可求出模型和真机水头比值

$$K_H = \frac{H_M}{H_P} \quad (7.2-19)$$

2) 由相似关系知道

$$K_H = \frac{n_M^2 D_M^2}{n^2 D_1^2} \quad (7.2-20)$$

故

$$\sqrt{K_H} = \frac{n_M D_M}{n D_1} \quad (7.2-21)$$

3) 对于纯蓄能电站一般希望发电和抽水工况的电机视在功率相等, 求得

$$Q_p = \frac{0.95 \eta_p \eta_M \eta_T \eta_G H_T \cos \theta_M}{H_p \cos \theta_G} Q_T \quad (7.2-22)$$

4) 由相似关系知道

$$K_Q = \frac{Q_M}{Q_p} = \frac{n_M}{n} \left(\frac{D_M}{D_1} \right)^5 \quad (7.2-23)$$

5) 可得泵的转速 n 和转速直径 D_1 。

6) 因 K_H 和 K_Q 都已定, 可以算出 H_{\max} 、 H_{\min} 两个水头点的流量、功率和吸出高度等数值。

7) 使用此 n 和 D_1 数值, 计算水轮机工况三个水头点的单位转速和单位流量值, 在综合特性曲线上校验。如果水轮机出力 P_T 不符合要求, 只能调整 Q_{HT} , 此时 Q_T 和 Q_p 的关系已不再符合公式的比率, 但作为选型计算, 可以不再重算。

3.2 模型与真机效率换算

水力机械模型效率换算到真机效率问题是个传统的研究课题。近代的水轮机和水泵水轮机的容量和尺寸不断增大, 换算的方法也需不断改进。近几年来普遍采用 IEC 60193—1999 换算。

原型水泵水轮机效率由模型试验结果分两步换算确定 (水泵工况与水轮机工况分别计算)。将测出的模型效率换算到雷诺数 Re_{uM} 下的效率

$$\Delta \eta_{hMt \rightarrow M} = \delta_{ref} \left[\left(\frac{Re_{uref}}{Re_{uMt}} \right)^{0.16} - \left(\frac{Re_{uref}}{Re_{uM}} \right)^{0.16} \right] \quad (7.2-24)$$

$$\delta_{ref} = (1 - \eta_{hoptM}) / \left[\left(\frac{Re_{uref}}{Re_{uoptM}} \right)^{0.16} + \left(\frac{1 - V_{ref}}{V_{ref}} \right) \right] \quad (7.2-25)$$

参照固定的雷诺数 Re_{uM} 将模型效率 η_{hMt} 用下式换算到原型雷诺数 Re_{uP} 下的效率

$$\Delta \eta_{hM \rightarrow P} = \delta_{ref} \left[\left(\frac{Re_{uref}}{Re_{uM}} \right)^{0.16} - \left(\frac{Re_{uref}}{Re_{uP}} \right)^{0.16} \right] \quad (7.2-26)$$

在这种情况下, $\Delta \eta_{hM \rightarrow P}$ 按模型最优效率点计算并在保证效率范围内是不变值。

式中: $\Delta \eta_{hMt \rightarrow M}$ 为试验值到模型值效率修正值; δ_{ref} 为 Re_{uref} 点的相对可换算损失; Re_u 为雷诺数, $Re_u = D \cdot u / \nu$; D 为转轮标称直径; u 为转轮圆周速度 $u = \pi D_n / 60$; ν 为水的运动黏滞系数; $Re_{uref} = 7 \times 10^6$; Re_{uMt} 为试验点雷诺数; Re_{uM} 为模型雷诺数; η_{hoptM} 为模型最优水力效率; V_{ref} 为损失分布系数, 水轮机工况 $V_{ref} = 0.7$, 水泵工况 $V_{ref} = 0.6$; $\Delta \eta_{hM \rightarrow P}$ 为模型到原型效率修正值; Re_{uP} 为原型雷诺数; n_P 为原型转速; n_M 为模型转速; D_P 为原型转轮直径; D_M 为模型转轮直径; η_{hP} 为原型水力效率; η_{hM} 为模型水力效率。

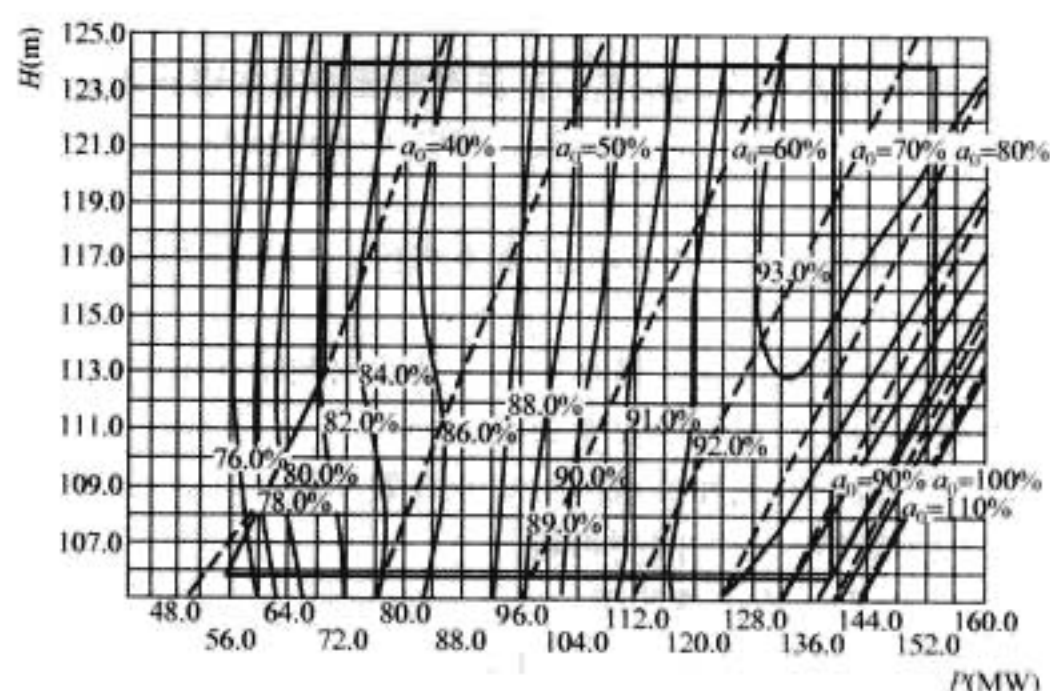


图 7.2-41 水轮机工况特性曲线

3.3 运转特性曲线的绘制

3.3.1 水轮机运转特性曲线的绘制

水泵水轮机水轮机工况的运转特性曲线与常规水轮机的运转特性曲线一样, 在水轮机工况运行时, 额定转速不变。但是当功率 P 和水头 H 变化时, 流量、效率 η 和所需的吸出高度随之发生变化。在机组转速不变的情况下, 其各主要工作参数之间的关系, 可概括地表示在水轮机工况的运转特性曲线上。

水泵水轮机水轮机工况的运转特性曲线是以转轮直径 D 和转速 n 为常数时, 以水头 H 、出力 P 为纵、横坐标的等效率线 $\eta = f(P, H)$ 、等吸出高度线 $H_s = f(P, H)$ 以及出力限制线。图 7.2-41 为某水泵水轮机水轮机工况特性曲线 (P, H)。由于水泵水轮机的吸出高度主要由水泵工况限制, 也可在该特性曲线上不绘制等吸出高度线。在 $H_r \sim H_{\min}$ 之间, 一般按导叶开度限制, 是一条等导叶开度线。

水泵水轮机水轮机工况的运转特性曲线也可表示为以水头 H 、流量 Q 为纵、横坐标的等效率线 $\eta = f(Q, H, P)$ 、等开度线 $\Delta \gamma = f(H, P)$ 以及出力限制线, 图 7.2-42 为某水泵水轮机的综合特性曲线 (Q, H)。

水泵水轮机的运转特性曲线由模型综合特性曲线换算而来。图 7.2-43 为某水泵水轮机的模型综合特性曲线。由于各制造厂的习惯不同模型纵横坐标的定义不同。

$$\text{中国: } n_{11} = \frac{n_1 D_1}{\sqrt{H}}, \quad Q_{11} = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}};$$

$$\text{Voith: } n_{11} = \frac{n_1 D_1}{\sqrt{H}}, \quad Q_{11} = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}};$$

$$\text{GE (按 IEC 60193): } n_{ED} = \frac{nD}{E^{0.5}}, \quad Q_{11} = \frac{Q_1}{D^2 E^{0.5}};$$

$$n_{11} = 60 g^{0.5} n_{Ed}, \quad Q_{11} = g^{0.5} Q_{Ed};$$

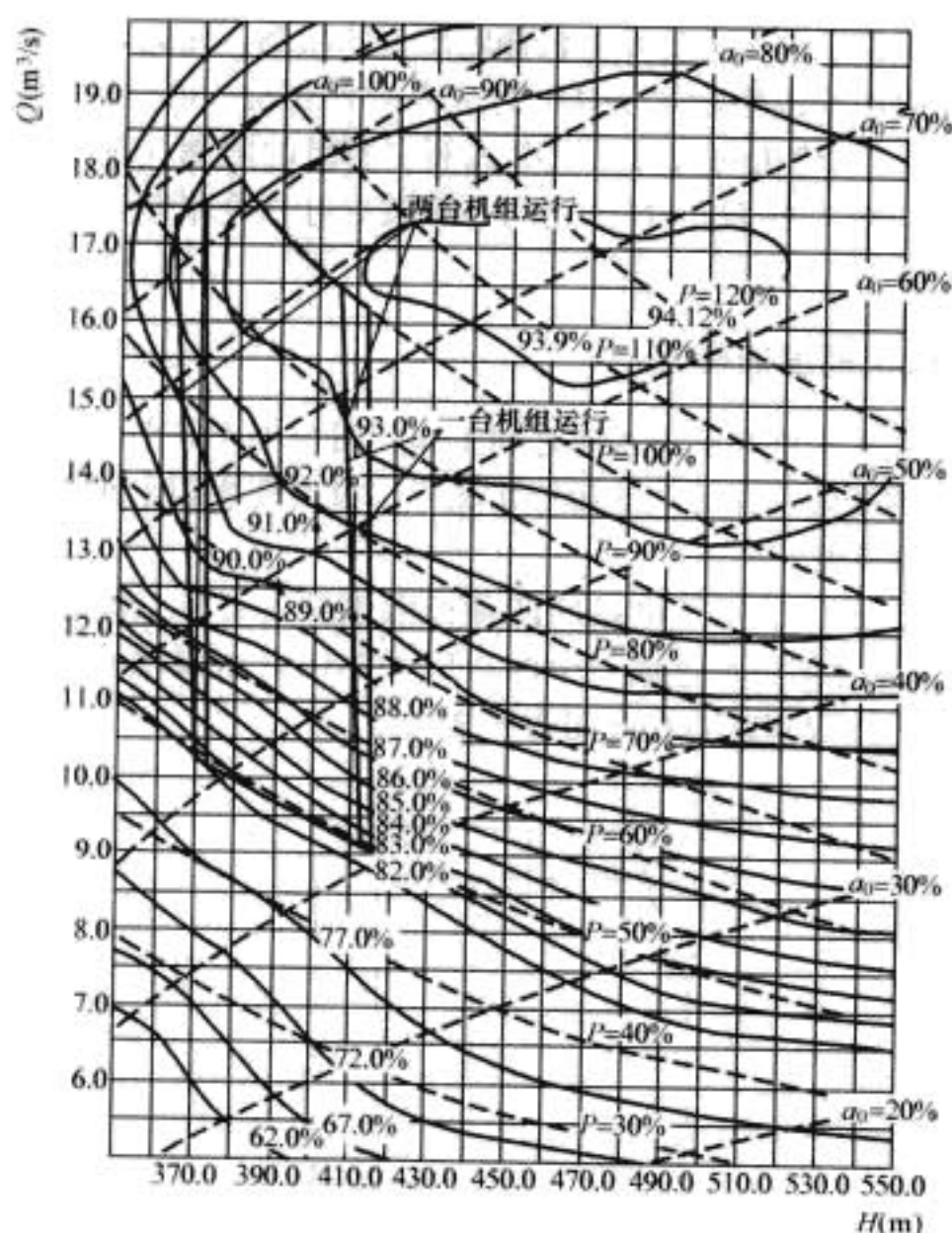


图 7.2-42 水轮机工况运转特性曲线

$$\text{日本: } n_1 = \frac{n}{\sqrt{H}}, \quad Q_1 = \frac{Q}{\sqrt{H}}$$

$$n_{11} = n_1 D_1, \quad Q_{11} = \frac{Q_1}{D_1^2}$$

$$\text{VATECH: } \psi_1 = \frac{2gH}{u_1^2}, \quad \phi_1 = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} D_1^2 u_1}$$

$$n_{11} = \frac{84.7}{\phi_1}, \quad Q_{11} = \frac{3.84 \phi_1}{\psi_1^{\frac{1}{2}}}$$

在进行换算时,可直接转换,也可先转换成 n_{11} , Q_{11} 。由于水轮机的相似律可知,当水轮机的 D_1 和 n 常数时,具有下列关系存在

$$\left. \begin{aligned} H &= f(n_{11}) = \left(\frac{n D_1}{n_{11}} \right)^2 \\ Q &= f(Q_{11}) = Q_{11} D_1^2 H^{0.5} \\ \eta &= \eta_m + \Delta\eta \\ P &= 9.81 Q_{11} H^{1.5} \eta D_1^2 \\ H_s &= 10 - \frac{E}{900} - K \sigma_c H \end{aligned} \right\} \quad (7.2-27)$$

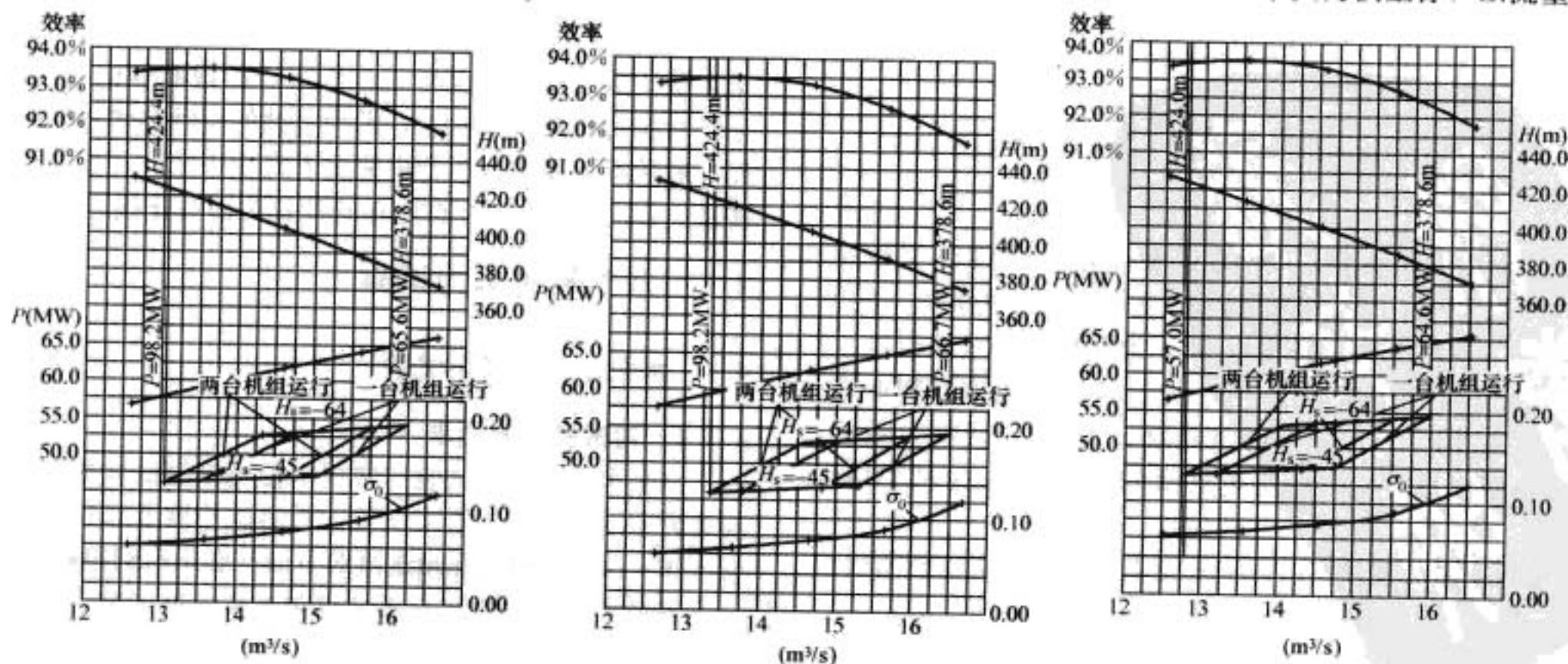


图 7.2-44 为某水泵水轮机水泵工况的运转特性曲线

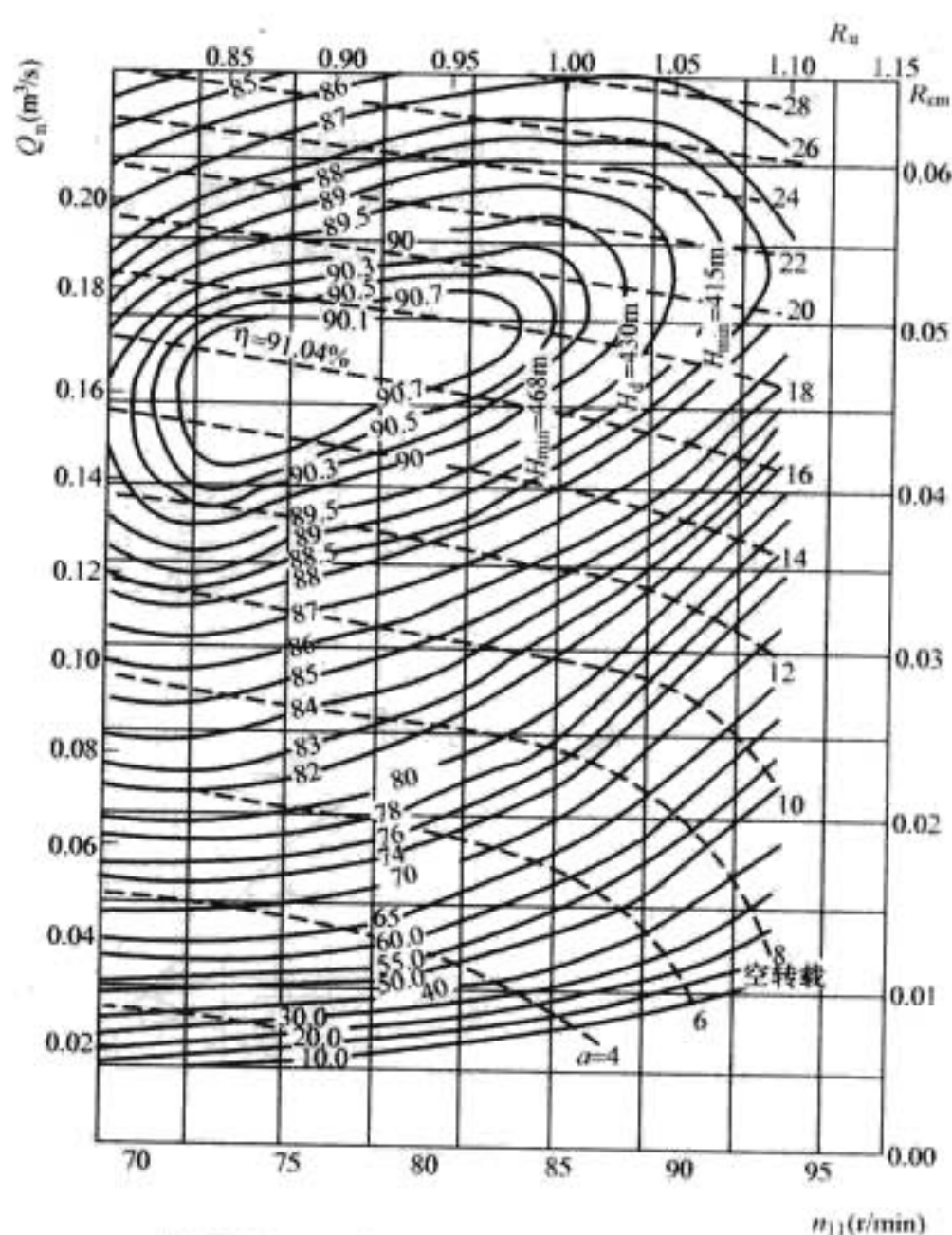


图 7.2-43 水轮机工况模型特性曲线

根据上述关系式,可以把模型综合特性曲线换算成以 $P-H$ 或 $P-Q$ 为坐标系的运转特性曲线。

3.3.2 水泵运转特性曲线的绘制

水泵水轮机在水泵工况运行时,由于受电网频率的影响,机组的转速在额定转速附近变化,绘制特性曲线时应根据电网频率的变化范围分别绘制,一般情况下应至少绘制电网频率为 49.8Hz, 50Hz 和 50.2Hz 的运转特性曲线。并且对电网频率 51.0Hz 和 49.0Hz 两种情况下的水泵入力和空化性能进行评估。

在选定电网频率的情况下,其各主要工作参数之间的关系,可概括地表达在水泵工况的运转特性曲线上。

水泵水轮机水泵工况运转特性曲线是以转直径为参数,在选定电网频率的情况下,以流量为横坐标,以水头、水泵入力、效率、装置空化系数、临界空化系数叶片正背面空化线为纵坐标的一组曲线。图 7.2-44 为某水泵水轮机水泵工况的运转特性曲线,也可以是以水头为横坐标,以流量、水

泵入力、效率、装置空化系数、临界空化系数叶片正背面空化线为纵坐标的一组曲线。

水泵水轮机的运转特性曲线由模型综合特性曲线换算而来,图 7.2-45 为某水泵水轮机水泵工况的模型综合特性曲线。一般水泵工况的特性曲线都指明该曲线所对应的试验转速,该转速为一定值,一般情况下为 1000r/min 或 1200r/min。还应绘出不同扬程下导叶最佳开度与效率的曲线,由相似规律可知,具有下列关系存在。

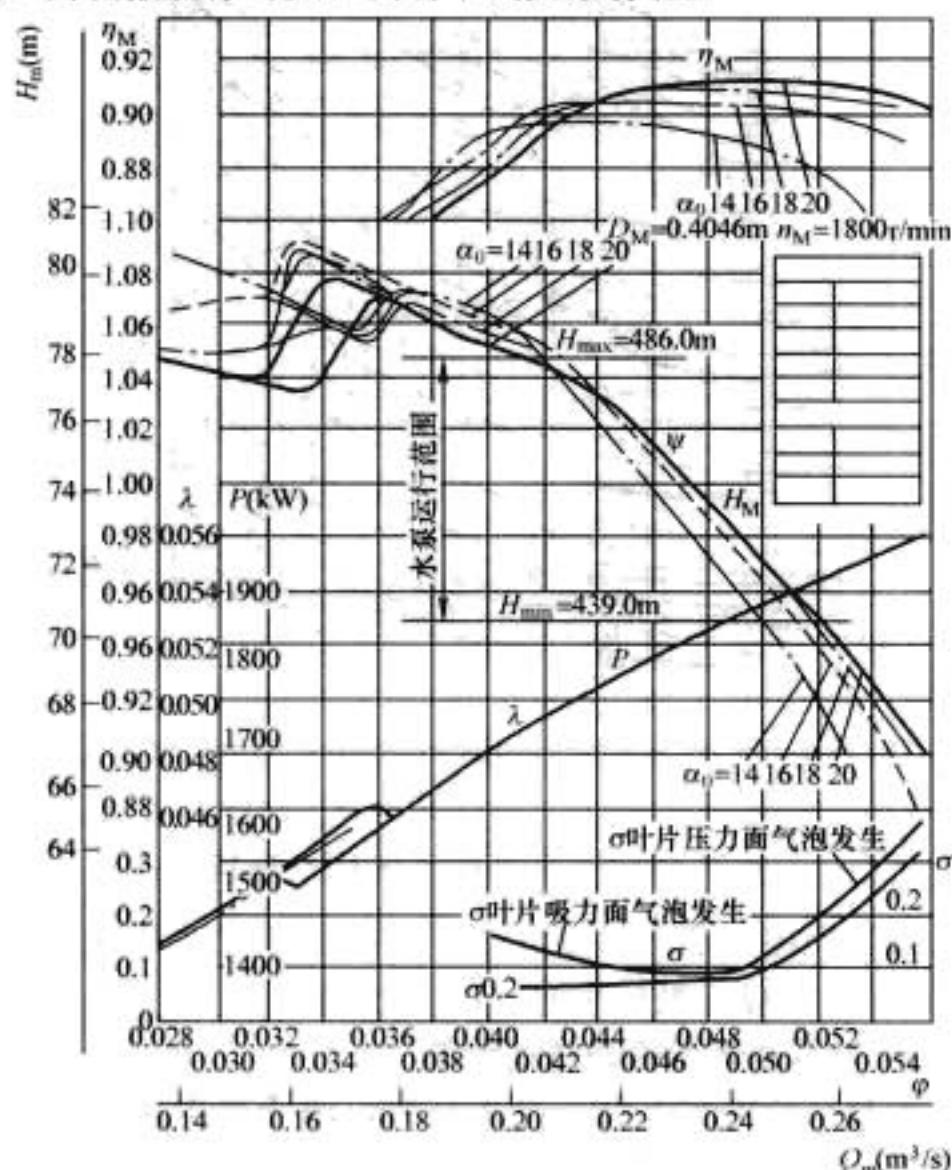


图 7.2-45 水泵水轮机水泵工况特性曲线

原型水泵水轮机水轮机工况和水泵工况流量 Q_P

$$Q_P = Q_M \left(\frac{n_P}{n_M} \right) \left(\frac{D_P}{D_M} \right)^3 \quad (7.2-28)$$

原型水泵水轮机水轮机工况和水泵工况水头(扬程) H_P

$$H_P = H_M \left(\frac{g_M}{g_P} \right) \left(\frac{n_P D_P}{n_M D_M} \right)^2 \quad (7.2-29)$$

原型水泵水轮机功率 P_P 。

(1) 水轮机工况

$$P_{mP} = P_{mM} \left(\rho_{1P} / \rho_{1M} \right) \left(\frac{n_P}{n_M} \right)^3 \left(\frac{D_P}{D_M} \right)^5 \left(\eta_{hP} / \eta_{hM} \right) \quad (7.2-30)$$

(2) 水泵工况

$$P_{mP} = P_{mM} \left(\rho_{1P} / \rho_{1M} \right) \left(\frac{n_P}{n_M} \right)^3 \left(\frac{D_P}{D_M} \right)^5 \left(\eta_{hM} / \eta_{hP} \right) \quad (7.2-31)$$

式中: Q_P 为原型流量; Q_M 为模型流量; n_P 为原型转速; n_M 为模型转速; D_P 为原型转轮直径; D_M 为模型转轮直径; H_P 为原型水头(扬程); H_M 为模型水头(扬程); g_P 为电站所在地重力加速度; g_M 为试验所在地重力加速度; P_{mP} 为原型功率; P_{mM} 为模型功率; η_{hP} 为原型水力效率; η_{hM} 为模型水力效率; ρ_{1P} 为电站水的密度; ρ_{1M} 为试验用水的密度。

根据上述关系式,可以把水泵工况模型综合特性曲线换成水泵的真机运转特性曲线。

原型水泵水轮机的出力限制线表示水轮机不同水头下可以发出或允许发出的最大出力,在水轮机与发电机配套的情

况下,水轮机的出力受发电机额定出力的限制,因此,实际的出力限制线以额定水头 H_r 为分界的两部分。在 H_{max} 和 H_r 之间,水轮机的出力受发电机额定容量的限制,是一条 $P=P_r$ 的线。在 $H_r \sim H_{min}$ 之间一般按导叶开度限制,是一条等开度线。

3.4 吸出高度的确定

水泵水轮机在上下水库之间工作,两个水库的水位都将有一定的变化,在不同的运行情况下,吸出高度随工作水头的变化而变化。

图 7.2-46 表示了电站的四种极限水位,将各点的流量和 σ_p 绘制在图中可连成一个四边形 1-2-3-4,水泵水轮机的所有运行工况点都将在此四边形之内。

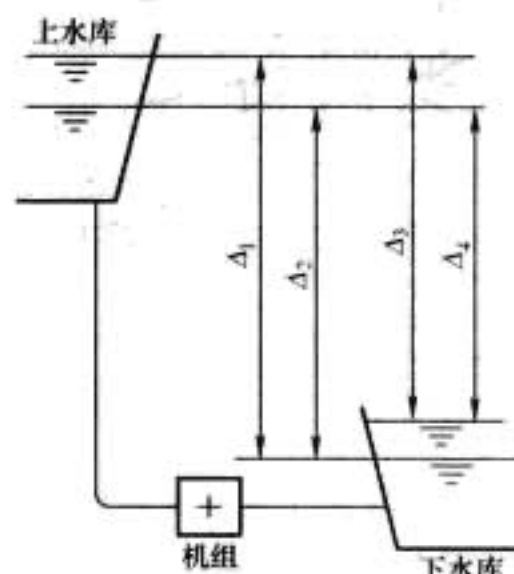


图 7.2-46 抽水蓄能电站水位变化示意图

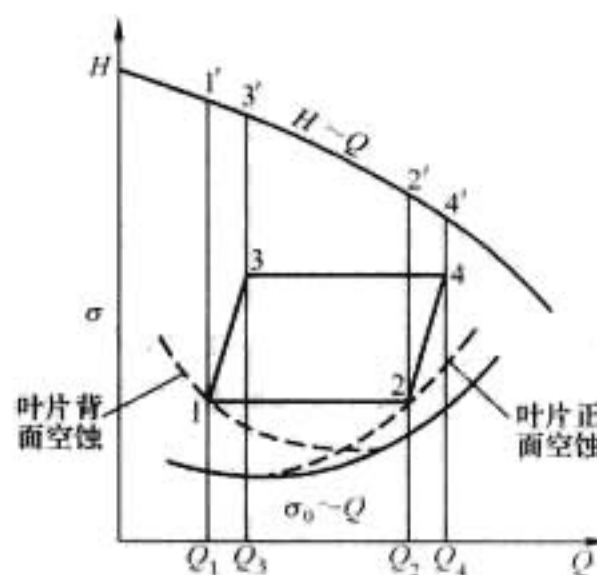


图 7.2-47 水泵工况吸出高度与空化系数关系

由图 7.2-47 可见,1 点和 2 点是在确定吸出高度的关键点,因为 1 点和 2 点距离临界空化线最近,若 1 点或 2 点与临界空化线相交,则需调整转轮直径或增加淹没深度,保证 1 点和 2 点不与临界空化系数相交,并且最少有 1.1 倍的安全余量,然后检查 1 点与 2 点与叶片正背面空化线的关系。正常情况对于高水头机组,因为空蚀的侵蚀趋势很强烈,因而一般情况下要求在运行中完全不发生空蚀,在水轮机额定转速运行时,1 点和 2 点应在叶片正背面空化线之上。

4 水泵水轮机水力试验

4.1 水泵水轮机模型试验

4.1.1 对试验台的要求

水泵水轮机模型试验和常规水轮机模型试验类似,因为同属大型动力设备的模拟试验,对测试精度要求很高。在模型制作、试验调整和测量观测等方面都必须达到很高的标准。

可逆式水泵水轮机有水轮机和水泵两种工况,试验时循环系统要经常转换水流方向,使用封闭循环式试验台能较好地适应工况切换。

为准确地模拟真机水流流态,除保证最低的雷诺数外,还需使模型的进口和出口水流分布基本上符合电站实际情况,故应在试验台上应采取措施防止由于管道弯曲或断面变化而引起的流速不均匀性。封闭式循环系统还应有一定的水体积,也就是水流循环一周要有最低时间的要求,较大的水体积可稳定水流中的波动并吸收由水力损失而形成的热量;较长的循环时间可使游离的小气泡重新溶于水中。循环系统的容积视试验台实际条件而定,一般认为最低限度为在最大试验流量时不小于100~120s。图7.2-48为现代高水头模型试验台系统图。

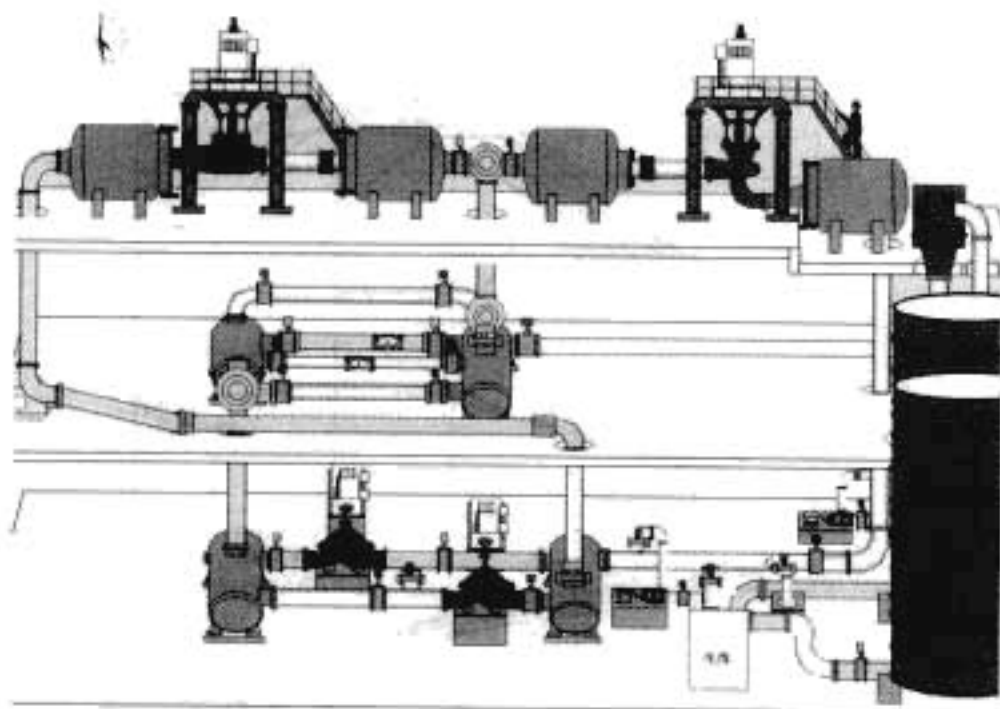


图 7.2-48 高水头模型试验台系统图

试验用水应是洁净、清澈的,不应含有影响像黏度和汽化压力等特性的任何固体悬浮物和化学物质,试验前应尽可能排除自由气体和气泡。

试验时应记录试验台用水中的气体含量,包括存在和溶于水的气体,这在考虑空化试验结果的重复性和对比时尤为重要。

原则上水温不应超过35°C,并且在试验期间不应有显著变化(例如每天5°C)。水温和仪器的环境温度间应避免大的差别,因为它们可能影响到测量精度。

4.1.2 仪器的校准

- (1) 所有仪器仪表必须原位率定。
- (2) 率定设备定期由国家法定的计量单位进行鉴定。

4.1.3 参数的测量

只有在稳定的工况下才能进行模型水轮机的参数测量,并且所有测量仪器需进行定期原位标定。

4.1.3.1 流量的测量

单位时间内通过水轮机的水体积称为水轮机的流量。

流量测量方法可分为原级方法和次级方法。流量的原级测量方法有:称重法、体积法、移屏法。流量的次级测量方法有:差压法。

在机械和流量测量仪器之间,应尽可能不要有水的流失和增加。但如果存在附加流量,应对其进行单独测量。

4.1.3.2 压力的测量

水力机械中压力测量。

(1) 水力性能方面的量值,如水力比能、净正吸入高程NPSE。

(2) 模型通流中指定部位的压力及压差表计值,可用于不同用途,如差压装置用于测量流量或得到以下方面的信息:局部压力、压力分布、指数试验。

对于任何形状的断面至少采用两对相对的测压头(4个测压头)。对于圆形断面,四个测压头应布置在互相垂直的

直径处,测压头不应布置在最高或接近最高处以避免聚气,也不应布置在接近最低点处,以避免脏物引起的堵塞。

压力测量仪器分两类:原级法,液柱压力计、重力压力计、压力称重仪,这些方法仅用于基础量(长度、质量)的测量,因此不需要标定;次级法,压力传感器和其他仪器如弹簧压力计,这些仪器均需相对作为标准的原级法进行标定。

4.1.3.3 主轴力矩的测量

要计算模型水轮机的输出功率 P_m ,首先要先确定模型水轮机的力矩 T_m 。 $P_m = 2\pi n T_m$, $T_m = T \pm T_{lm}$ 。+为水轮机方向;-为水泵方向; T 为主轴力矩; T_{lm} 为由于轴承布置和密封导致的摩擦力矩。

力矩测量的原级方法:

主轴力矩 T_m 是由作用在测功臂上的力 F 和半径 r 的乘积来确定的: $T_m = Fr$ 。

作用在摆动套上的平衡力的测量可通过:

- (1) 杆系统上使用称重砝码(标定过的砝码重量与测功臂),这在原理上是基本的原级方法。
- (2) 用下列方法中的一种,用基本的原级方法在原位标定:力传感器法、压力计法、机械秤法。

次级测量方法采用扭矩仪法。

4.1.3.4 转速的测量

模型水轮机的转动速度可以采用以下方法测量:采用电子计数器及时记录模型轴处发出的脉冲值,脉冲发生器可以是电子的或光学的;电子频率表(与一个直接被主轴驱动的发生器相连);高精度电子转速计。

4.1.3.5 压力脉动的测量

压力脉动是水力机械中的自然现象。它们具有周期性或随机性。这是由水力机械流道和流场中的叶片及导叶引起的。它们与设计、运行工况、引水钢管和转动部件的动态响应有关。压力脉动实际上是包含不稳定压力和流速分布在内的水力-声学现象的一部分。它们可能与主轴扭矩的机械脉动、转速、导叶上的水力负荷及水力机械振动有关。

由于低频扰动可以传播到整个引水管和电机的转动部分,故对其特别关注。低频扰动通常发生在0.2~3倍转频之间。

混流式、轴流定桨式水轮机和水泵水轮机的尾水管压力脉动可能是低频压力脉动中最典型现象。在上述机械中,在转轮出口可能产生强烈的漩涡,从而引起压力脉动。另外,尾水管空化可改变水力系统的固有频率。

测量压力脉动通常是为了获取下列信息:特定运行范围内的压力脉动相对幅值、周期或随机压力脉动特征、压力脉动的主频、补气等减缓压力脉动方法的作用(效果和适当的位置)、与其他相同转速模型相比模型压力脉动的强烈程度。

为获取脉动量的特性,测量方法应能够以足够高的分辨率记录脉动量。测量时可采用:

- (1) 压力传感器。
- (2) 加速度计。
- (3) 应变仪。
- (4) 其他类型的机械量传感器。

安装压力传感器时,应使传感器的膜片与流道平齐。

在转轮低压侧的透明部分应足够大,以便在试验过程中观察并记录转轮叶片处的空化、尾水管上部的空化及尾水管涡带现象。

4.1.3.6 力矩波动的测量

主轴力矩的波动包括：作用在模型转轮叶片上压力的变化；作用在发电机上的电磁力的变化。

力矩脉动的观测仅被认为是压力脉动处理方法的延伸。力矩传感器应安装在发电机/电动机和转轮/叶轮之间。其频率范围覆盖了相应频率的范围。

力矩脉动的处理和显示与压力脉动相同。幅值以无量纲的力矩因子或系数来表示。他们以相对值来表示。

力矩脉动频率可换算到真机，若：

- (1) 与压力脉动频率相同。
- (2) 发电机/电动机对欲考察的频率无动态影响。

如果电流、机械结构和引水系统等不相似的边界条件影响很大的话，水轮机模型试验可能会无法再现真机的力矩脉动幅值。

4.1.3.7 导叶水力矩、转轮叶片力矩测量

(1) 测量导叶的数目和位置。许多试验的经验已表明，由于水力或结构设计的原因，反击式水轮机导水机构的入流和出流情况可能沿蜗壳的圆周方向或贯流式水轮机的进口方向改变。因此，应在位于具有代表性的圆周方向位置上测量几只导叶的力矩。

当固定导叶数和活动导叶数不同时，除非相似布置的试验数据表明两相邻导叶间无明显差异，应对两相邻导叶进行测量。如果要确定与相邻导叶不同步的导叶力矩的情况，必须对三只相邻的导叶进行测量，这三只导叶中间的哪只导叶为不同步的。

(2) 测量方法。在大多数情况下，作用在导叶上的水力矩是通过用粘贴式应变仪测量导叶轴的扭曲变形来实现的。测量轴的上端安装在导叶的调节机构上。可以是普通的导叶轴，通常其直径减小了，或将普通的导叶轴换为专用的测量轴，有时也采用具有适当的弹性系数和力的迟滞性的其他材料。

4.2 模型试验

水泵水轮机的模型试验包括水轮机工况下的各种相关试验和水泵工况下的相关试验以及全特性试验（包含制动工况、反水泵工况、飞逸工况下的性能试验）等。

4.2.1 水轮机工况能量特性试验

能量试验的主要目的是确定各种工况下的水轮机效率。

水泵水轮机的水轮机工况特性曲线和常规水轮机特性曲线的形式一样，如图 7.2-49 所示。

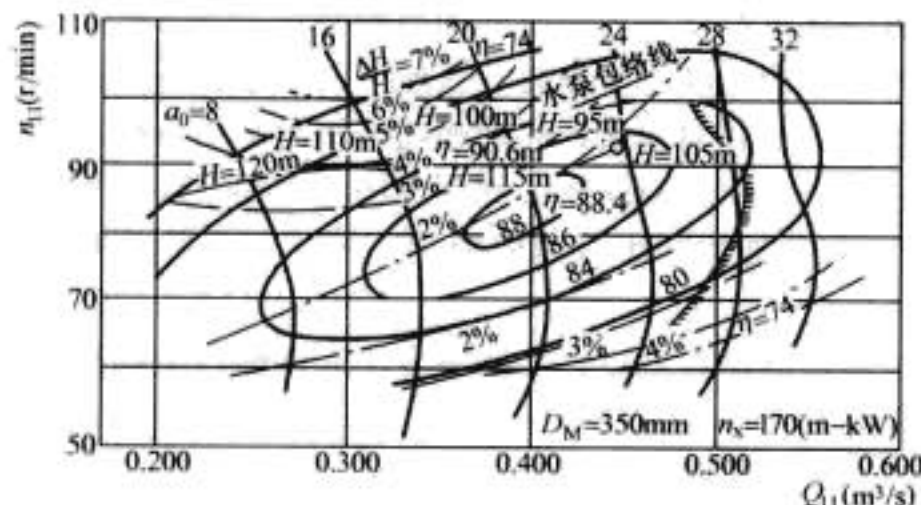


图 7.2-49 水泵水轮机的水轮机工况特性曲线

混流式水泵水轮机在特性曲线上的效率圈要比常规水轮机的显得扁平，效率圈在大流量区收缩很慢，和小流量区的效率圈接近于对称，因此出力限制线距离效率最高区很远。

4.2.2 水轮机工况空化特性试验

空化试验的基本任务是求出水轮机在各种工况下的临界空化系数 σ ，并在水轮机的模型综合特性曲线上绘出等空化

系数曲线。为此，在作空化试验前，一般先完成能量试验，绘出综合特性曲线，并在综合特性曲线上按一定间隔选取若干条 n_{11} 为常数的水平线。

4.2.3 水泵工况能量特性试验

对于水泵水轮机的水泵工况，现在常有的特性曲线表达方式是在恒定转速下实测的模型试验曲线，而不加以任何转换，如图 7.2-50 所示。

因为水泵工况的 $H \sim Q$ 和 $\eta \sim Q$ 两族曲线随导叶开度变化很少，同时在小流量区等开度线还有些交叉，因此不能像水轮机工况那样在 $n_{11} \sim Q_{11}$ 坐标上用等开度线来展开效率圈。

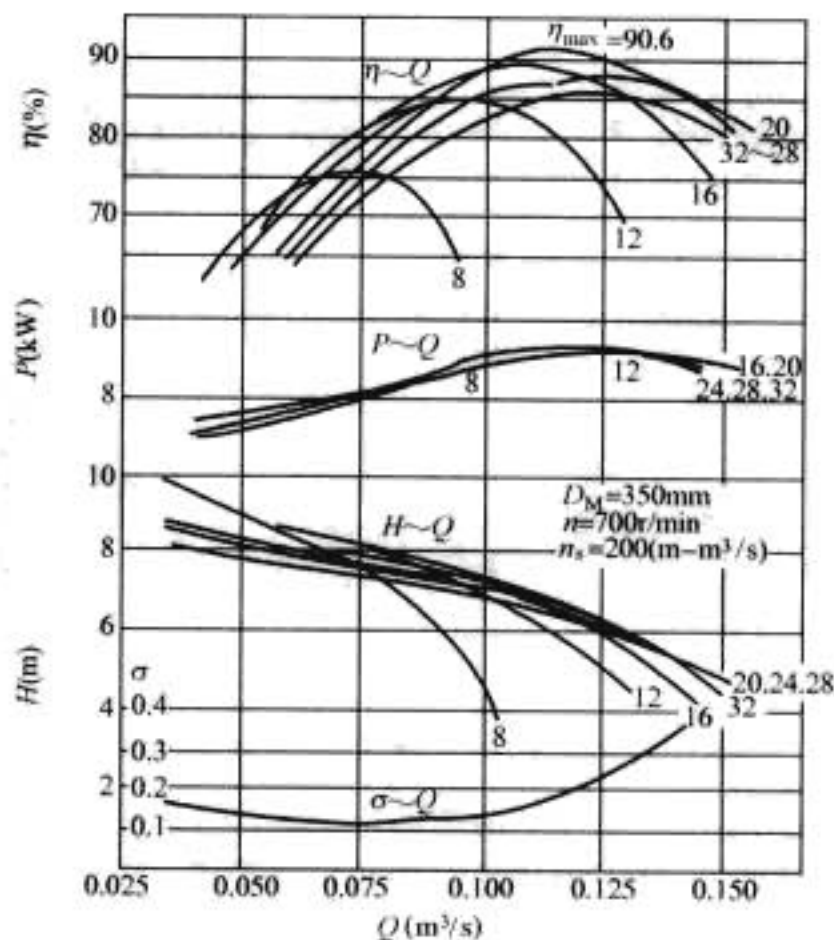


图 7.2-50 水泵水轮机的水泵工况特性曲线

4.2.4 水泵工况空化特性试验

水泵工况空化过程是水泵水轮机空化与空蚀特性的关键，空化试验方法等同于水轮机工况下的空化试验，也是通过改变尾水箱的压力来改变空化系数，即逐步改变尾水箱真空度，使转轮发生空化，然后画出 $\eta = f(\sigma)$ 、 $Q_{11} = f(\sigma)$ 、 $T = f(\sigma)$ 间的关系曲线，并在曲线上标出初生空化系数、装置空化系数、临界空化系数。对泵工况空化过程的观察是空化试验的重要组成部分。

4.2.5 水轮机飞逸特性试验

水轮机的飞逸特性一般用单位飞逸转速 n'_{1R} 表示

$$n'_{1R} = \frac{n_R D_1}{\sqrt{H}} \quad (7.2-32)$$

单位飞逸转速通过模型试验测定。在模型转轮的各开度 α_0 下，使外负荷为零，即可得到飞逸转速 n_R ，由上式即可计算出单位飞逸转速 n'_{1R} 。

4.2.6 水轮机工况压力脉动特性试验

水流的压力脉动是引起水力机械振动的主要原因之一，特别是在大型机组中，由于结构强度相对较低，水流的不稳定流动导致机组产生振动，会影响正常运行，严重时则能导致结构件发生疲劳破坏。近年来已把压力脉动特性作为衡量大型水力机组性能的重要指标。

可逆式水泵水轮机的水轮机工况压力脉动特性和常规水轮机一样，主要是由尾水管涡带引起的。试验时测定了图 7.2-51 上各测点的压力，通常以尾水锥管上端的压力脉动作为判断水轮机工况压力脉动特性的特征值。

测量压力脉动通常是为了获取下列信息：

- (1) 特定运行范围内的压力脉动相对幅值。

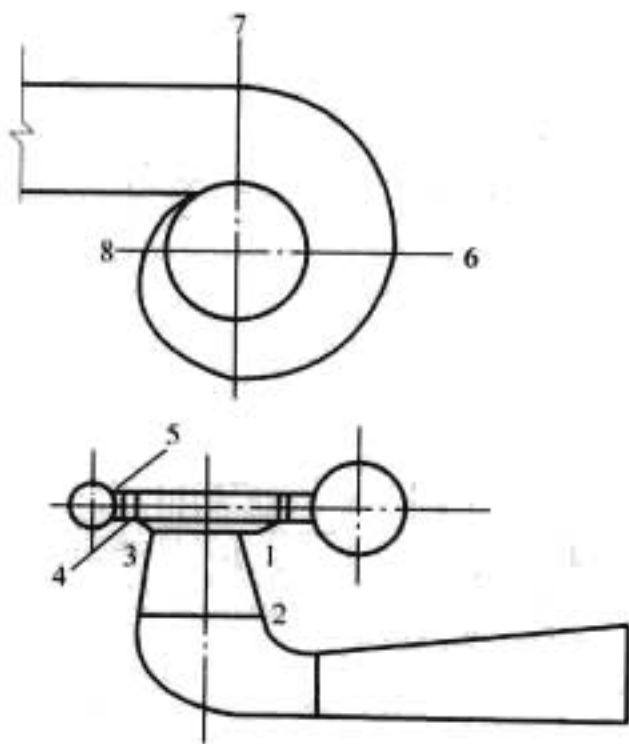


图 7.2-51 模型水泵水轮机压力脉动测点分布

- (2) 周期或随机压力脉动特征。
- (3) 压力脉动的主频。
- (4) 补气或减缓压力脉动的方法的作用（效果和适当的位置）。
- (5) 与其他相同比转速模型相比模型压力脉动的强烈程度。

然而，模型与原型间由于与外界间的各种相互作用或其流体特性不同，原型压力脉动幅值及频率可能与直接由模型试验转换过来的值有很大差异。在目前技术水平下还无法量化原型与模型之间偏差，模型压力脉动的测量在多数情况下至少可提供定性的资料或评价压力脉动的程度。

4.2.7 水泵工况稳定特性试验

可逆式水泵水轮机的压力脉动特性，在试验中要测定水泵水轮机若干关键部位的压力脉动数值。

在水轮机专业习惯使用相对振幅 $\Delta H/H$ 来表示振动的强度，现在也用于水泵工况的压力脉动特性，但是泵扬程 H 在工作范围内并不是一个常数，相对振幅并不正确地反映实际振动的大小。因此也应使用 ΔH 的绝对值，以作比较。

4.2.8 全特性试验

除在单位水能和单位流量限定的范围内确定机器的水力性能外，了解常规运行范围外的覆盖所有运行状态的所有性能也是很重要的。最广义的运行范围还包括由两个流量方向和两个转速方向的水泵和水泵—水轮机工况（四象限运行），即全特性试验。

水泵水轮机都有固定的上下游水位关系， E 始终为正值。在图 7.2-52 所示的五个工作区，四象限由表 7.2-7 所示的流量和转速的正负方向的组合确定的，表中 Q 、 n 、 E 、 T 分别为流量、转速、水能及扭矩，并规定水轮机方向为“+”，反之“-”。四象限图全面描述了水泵水轮机的水力性能。

表 7.2-7 流量和转速的正负方向组合

名 称	信号方向				模 式
	Q	n	E	T	
水泵工况	-	-	+	+	水泵(A—B)
	0	-	+	+	零流量(B)
制动工况	+	-	+	+	水泵—制动(B—D)
	+	0	+	+	(D)
水轮机工况	+	+	+	+	水轮机(D—F)
			+	0	飞逸(F)

续表

名 称	信号方向				模 式
	Q	n	E	T	
制动工况	+	+	+	-	(F—H)
	0	+	+ / 0	-	(H)
反水泵工况	-	+	+	-	反转水泵(仅限于径向机械) (H—1)

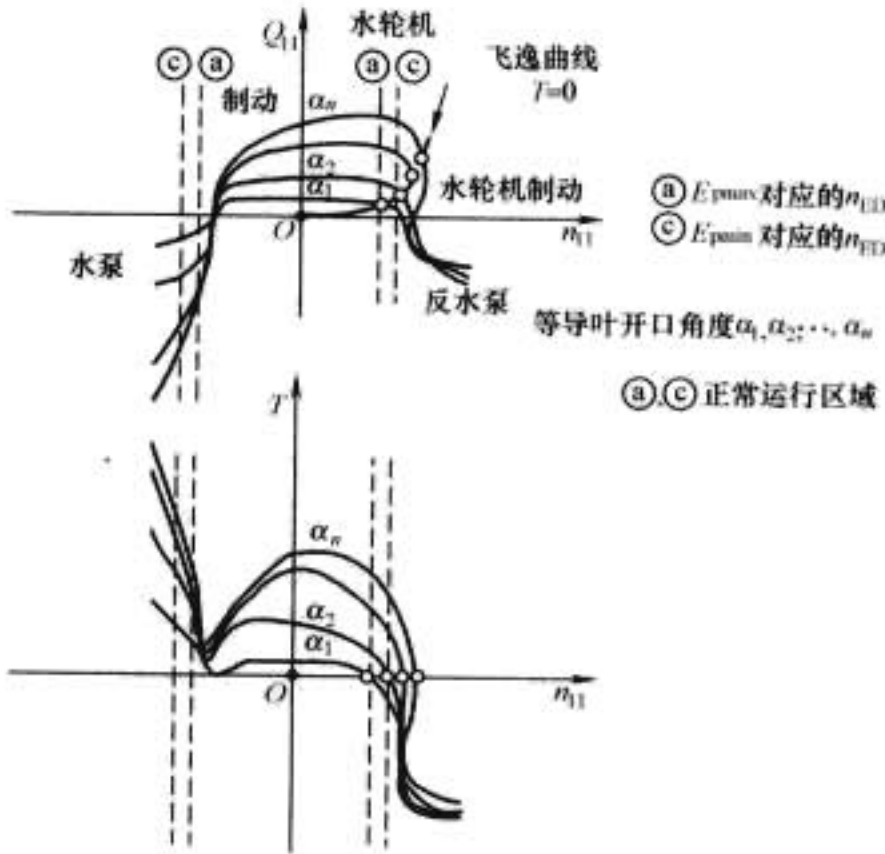


图 7.2-52 水泵水轮机四象限图

4.2.9 导叶水力矩试验

绕流导水机构导叶的水流对导叶作用着力。作用在导叶上的水压力和水力矩值，与导叶的翼型及位置有关。为了正确地选择导水机构接力器、计算导叶强度及设计导叶的传动机构，必须知道导叶在各个位置（开度）的力特性。

由于水力或结构设计的原因，反击式水轮机导水机构的入流和出流情况可能沿蜗壳的圆周方向。因此，应在位于具有代表性的圆周方向位置上测量几只导叶的力矩。

在大多数情况下，作用在导叶上的水力矩是通过用粘贴式应变仪测量导叶轴的扭曲变形来实现的。测量轴的上端安装在导叶的调节机构上。可以是普通的导叶轴，通常其直径减小了，或将普通的导叶轴换为专用的测量轴，有时也采用具有适当的弹性系数和力的迟滞性的其他材料。

4.2.10 蜗壳/尾水管压差试验

指数试验的压差测量是在一对精心选择的相对于局部动能而言能造成明显压差的测压嘴间进行的。在水轮机工况记录蜗壳压差，在水泵工况记录尾水管压差。

所有用压差测量的指数试验都可以用式 (7.2-33) 描述

$$Q = f(\Delta p) \Delta p^{0.5} \quad (7.2-33)$$

式中： Δp 为用压差计或差压传感器测量的两侧压嘴间的压差值； $f(\Delta p)$ 为流动状态、雷诺数和管壁粗糙度的函数。

根据 IEC 60041 第 15 章，式(7.2-33)可写为

$$Q = k \Delta p^n \quad (7.2-34)$$

式中： k 和 n 均为常数， n 的值通常在 0.48 到 0.52 范围内。

4.2.11 轴向力、径向力试验

水泵水轮机作水轮机或水泵运行时，和常规水泵或水轮机一样，将产生轴向水推力；作水泵运行时，由于蜗壳中压力分布比水轮机工况更不均匀，因而产生较大的径向水推力。此径向水推力随运行情况而改变。

(1) 轴向水推力。轴向水推力的形成主要是由于转轮外侧面高压面和低压面上的水压力存在差别。对于立式机组，在正常情况下水推力是向下的，此水推力加上转动部件的重量构成推力轴承的负荷。在变动工况下，转轮上下两侧水压力分布是变化的，故轴向水推力也是变化的。

对可逆式水泵水轮机的轴向水推力目前还没有明确的计算方法。制造厂经常根据某些试验中转轮上冠和下环外侧的压力测量值，得到对水泵水轮机轴向水推力的估算方法。更多的是直接在模型机组上进行轴向水推力的测定，然后按真机水头换算并加上某些裕量来确定真机的水推力。

轴向水推力的模型试验应覆盖全部运行范围，并应特别留意出现最大轴向力或预期的区域。试验应在某一特定的真机运行工况下进行。应在最小到最大单位水能和最小到最大流量间由足够的试验点以描述轴向力。试验范围应超出合同规定的运行范围并对空化对轴向力的影响加以考虑。

除通常的运行范围外，轴向力应在下列非设计工况进行测量：飞逸工况；双调节机器的非协联工况；可能出现大轴向力的过渡工况的运行工况点（例如水泵—水轮机在最大导叶开度下由水泵方式向水轮机方式过渡）；在轴向机器中可引起向上推力的空载工况。

轴向力的测量方式有两种：

1) 直接测量。有许多测量作用在转轮/叶轮上的轴向力的方法。一种典型方法为测量静压轴承中的油压，以此作为标准量来推算出沿转轮/叶轮旋转中心线作用的水力。另一种典型方法为用应变仪或感应仪来测量轴向轴承与轴承座间连接部分的变形。作用在某一混流式水轮机的轴向力的各分量如图 7.2-53 所示。由于采用了该方法，应对下述影响因素加以考虑：轴上的静水压力；油的黏度；重力；其他。

2) 间接法。由于计算出的推力分量随水流动量的变化而变化，轴向力可由沿转轮/叶轮外轮廓线的足够数量的压力测量值来确定。

(2) 径向水推力。径向力（力和力矩）的大小和方向需按轴、轴承和其临近的结构的可能性和挠度来确定。测量范围应覆盖所有主要的运行范围，并特别留意那些径向力出现极值的工况点（平均值和/或脉动值）。出现径向力极值的典型工况为：飞逸工况；水泵的零流量；伴随着过渡工况的工况点；严重的空化工况。

径向力可通过测量下列量来确定（如图 7.2-54 所示）：两个轴承的反作用力；轴承座的支持力；轴的挠度；靠近转轮/叶轮处主轴某一特定测量断面的多方向应力。

4.3 模型几何尺寸检查

从模型试验决定原型性能的一个基本要求乃是模型和原型间必须几何模拟，因此应该比较两个机械的几何尺寸和所有与水流接触部件的表面粗糙度。

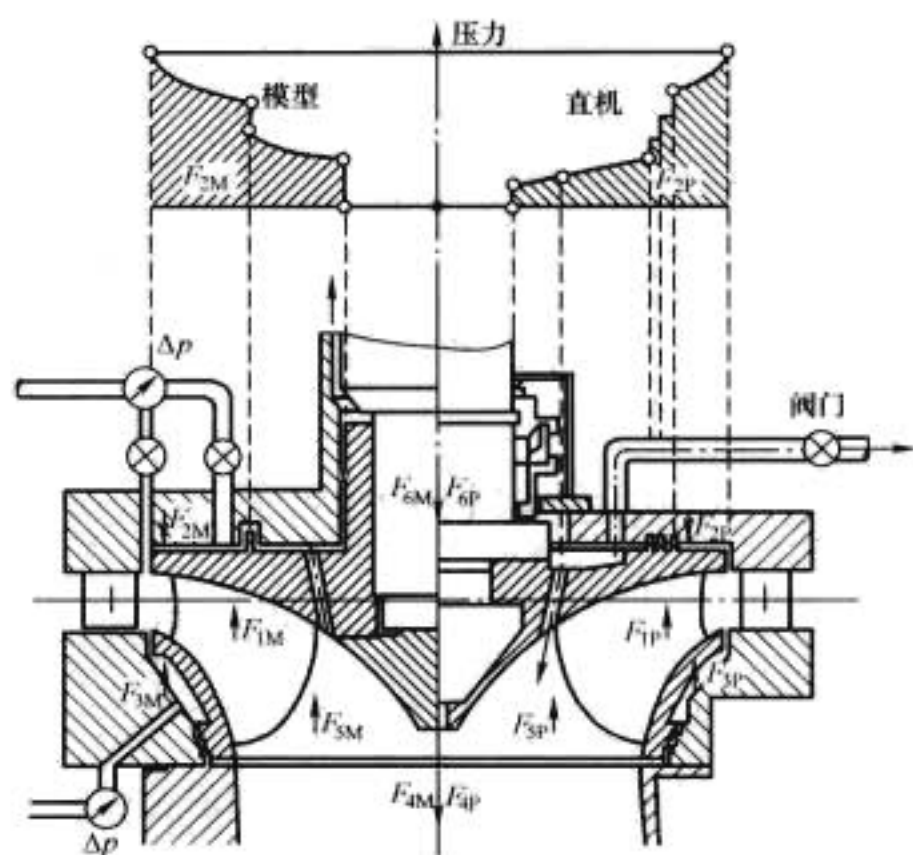


图 7.2-53 混流式水轮机的轴向力的各分量
 F_{1m} —水轮机的轴向力； F_{2m} —上冠受到的力； F_{3m} —下环受到的力； F_{4m} —模型转轮重量； F_{5m} —模型转轮受到的浮力； F_{6m} —水轮机主轴的静压

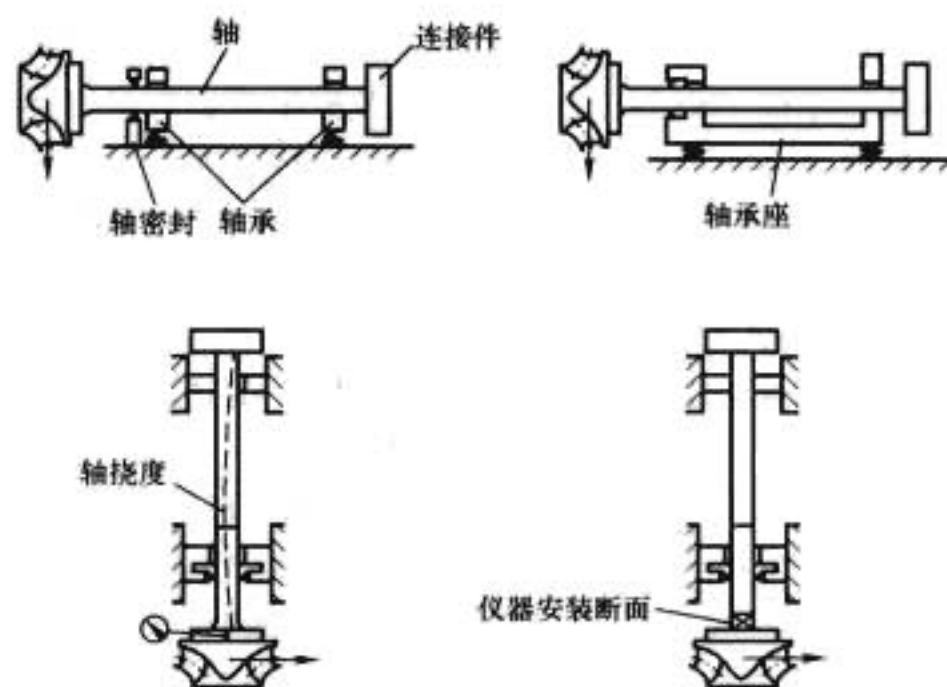


图 7.2-54 径向力的测量位置

为确保模型与真机之间的几何相似，要检查转轮主要尺寸。迷宫密封尺寸、进出口开口尺寸、进出口样板线型、导叶线型、导叶分布圆直径、座环主要尺寸、蜗壳及尾水管主要尺寸。

4.4 试验结果的计算

4.4.1 水力效率

水力效率由下式计算，其中机械功率 P_m 为转轮和轴的连接处传递处的功率，水力功率 P_h 为与水流的交换产生的功率

$$\text{水轮机工况: } \eta_h = \frac{P_m}{P_h} \quad (7.2-35)$$

$$\text{水泵工况: } \eta_h = \frac{P_h}{P_m} \quad (7.2-36)$$

4.4.2 水力功率

确定水力功率时，需要知道机械的比能和通过高压基准断面的质量流量。公式如下

$$P_h = E(\rho Q)_1 \quad (7.2-37)$$

4.4.3 机械功率

转轮的机械功率 P_m 由作用在转轮上的力矩 T_m 和转速 n 确定

$$P_m = 2\pi n T_m \quad (7.2-38)$$

4.4.4 效率的计算

从式(7.2-38)可得,每一运行工况处模型的水力效率可以通过式(7.2-39)、式(7.2-40)计算

$$\text{水轮机工况: } \eta_h = \frac{2\pi n T_m}{E(\rho Q)_1} \quad (7.2-39)$$

$$\text{水泵工况: } \eta_h = \frac{E(\rho Q)_1}{2\pi n T_m} \quad (7.2-40)$$

4.4.5 重力加速度

重力加速度以纬度和高度的函数给出

$$g = 9.7803(1 + 0.0053 \sin^2 \varphi) - 3 \times 10^{-6} z \quad (7.2-41)$$

式中: φ 为模型试验台纬度, ($^\circ$); z 为海拔高程, m。

4.5 不确定度的分析

用均方根法综合处理各不确定度分量,相对总不确定度可按以下方法确定。

(1) 系统不确定度

$$f_s = \pm [(f_{cal})^2 + (f_h)^2 + (f_{ks})^2]^{1/2} \quad (7.2-42)$$

式中: f_s 为系统不确定度; f_{cal} 为标定曲线的相对不确定度; f_h 为附加的系统误差; f_{ks} 为由物理现象和物理量影响引起的系统分量误差。

(2) 随机不确定度

$$f_o = \pm [(f_{kr})^2 + (f_l)^2]^{1/2} \quad (7.2-43)$$

式中: f_r 为随机不确定度; f_{kr} 为由物理现象和物理量影响引起的随机分量误差; f_l 为随机误差。

(3) 总不确定度

$$f_t = \pm [(f_s)^2 + (f_r)^2] \quad (7.2-44)$$

式中: f_t 为总不确定度; f_s 为系统不确定度; f_r 为随机不确定度。



第 3 章 混流式水泵水轮机机械设计

1 混流式水泵水轮机组的总体设计

1.1 概况

混流式水泵水轮机是抽水蓄能机组应用最广泛的机型。绝大多数机组采用地下式厂房，具有较长的引排水通道，机组的调保计算非常关键。

该机型应用水头范围非常广，从 30m 到 700m，均有成功的机组在运行。由于不同的水头段机组设计关注的侧重点不同，在总体设计上差异也较大。

100m 以下水头段机组像安徽响洪甸（水头 27~64m）、潘家口（35~85m）都很具有代表性。低水头抽水蓄能机组遇到的最大问题就是水头变幅大，有时采用双转速，以改善不同水头时的水力特性。若水头变幅不大，采用单转速机组，则结构简单，造价低，在结构设计上与混流式水轮机接近。

100~300m 水头段的机组非常多，近期投产和在建的就有吉林白山抽水蓄能（如图 7.3-1 所示）、安徽琅琊山、湖北白莲河（如图 7.3-2 所示）等抽水蓄能电站。该水头段机组由于水头不是很高，机组转速也不高，转轮产生共振的可能性远小于高水头水泵水轮机组。大多数顶盖能整体通过发电机定子内径，在总体结构设计上与该水头段的混流式水轮

机差别不大。以吉林白山抽水蓄能机组为例，该机组采用半伞式结构，两根轴三导支撑，推力轴承支架在发电机下机架上，机组采用上拆方式，机坑内布置两个直缸接力器通过控制环操作导水机构，蜗壳铺设弹性层浇筑，座环、蜗壳、尾水管等部件均埋设在混凝土中，以减小机组的振动和噪声。

300m 以上水头段的抽水蓄能机组，由于技术经济指标明显高于低水头机组，近年来取得较大发展。高转速、大容量，是该水头段机组的特点，设计制造安装运行均有一定难度。从目前已经运行的机组看，其总体设计差别很大，各有千秋。

广州抽水蓄能电站一期（简称广州一期）机组是我国最早引进的高水头大型抽水蓄能机组，该机组推力轴承支架布置在顶盖上，底环和尾水管为明露式，转轮下拆。机坑内设置两个接力器，通过控制环操作导水机构。首台机组 1993 年投运。

广州抽水蓄能电站二期（简称广州二期）总结一期经验，为减轻水力振动，将底环和尾水管埋设在混凝土中，机组采用中拆方式，使用单元接力器控制导水机构。广州二期机组首台 1998 年投入运行。

十三陵抽水蓄能机组推力轴承布置在下机架上，机组采用上拆方式，底环和尾水管埋设在混凝土中，蜗壳保压浇注，采用两个直缸接力器操作导水机构，如图 7.3-3 所示。

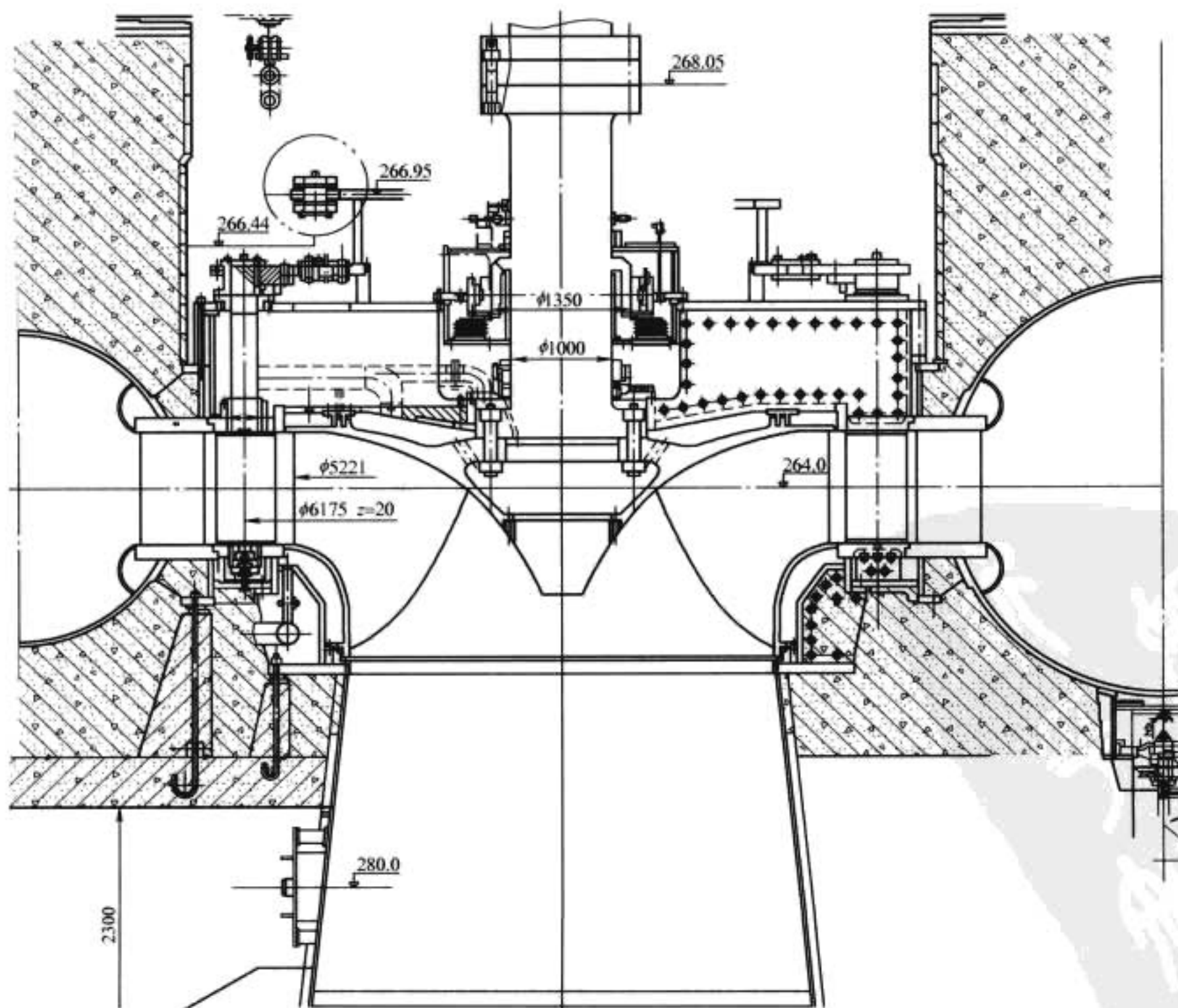


图 7.3-1 白山抽水蓄能电站水泵水轮机剖面图

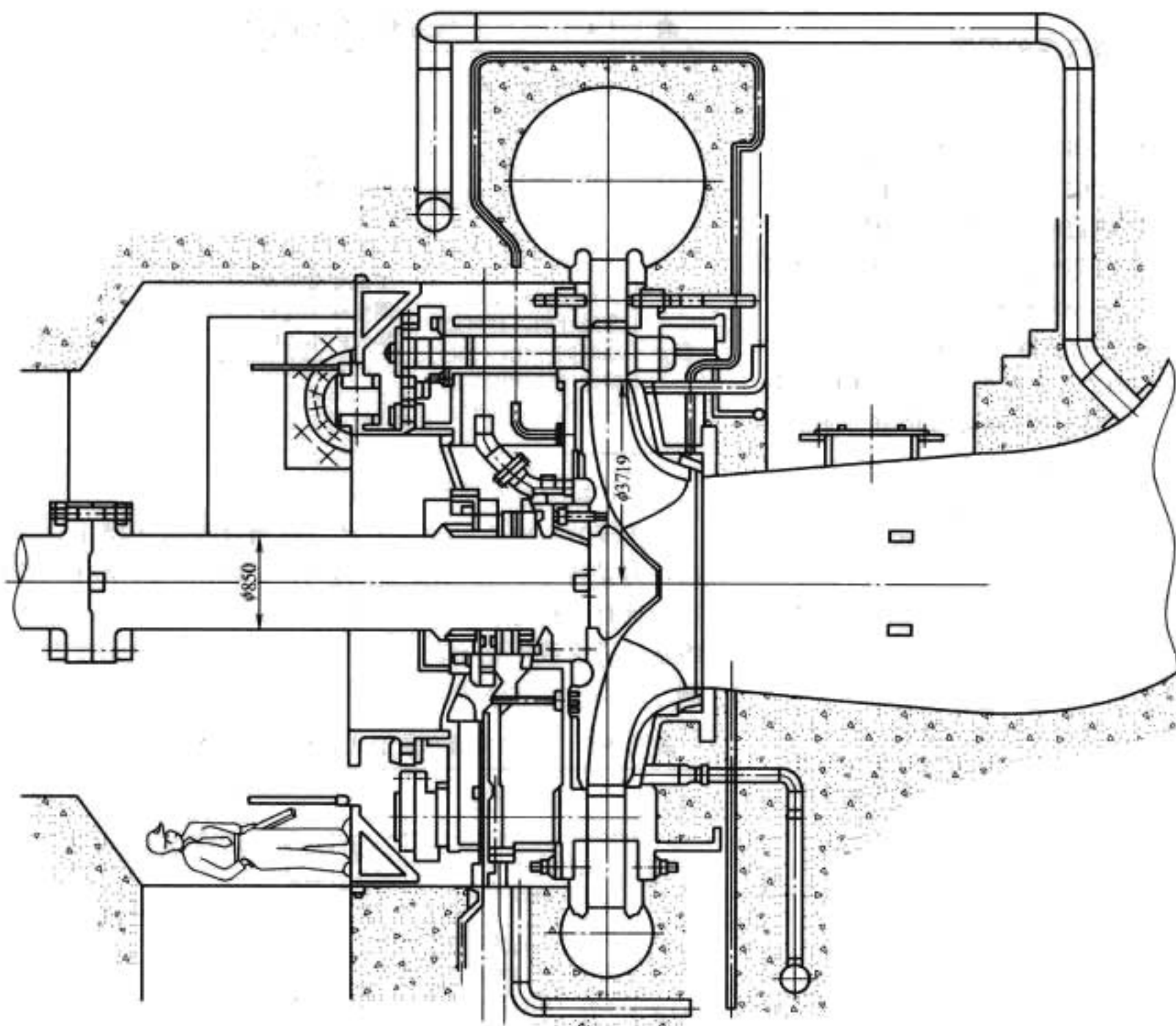


图 7.3-3 十三陵抽水蓄能电站水泵水轮机剖面图

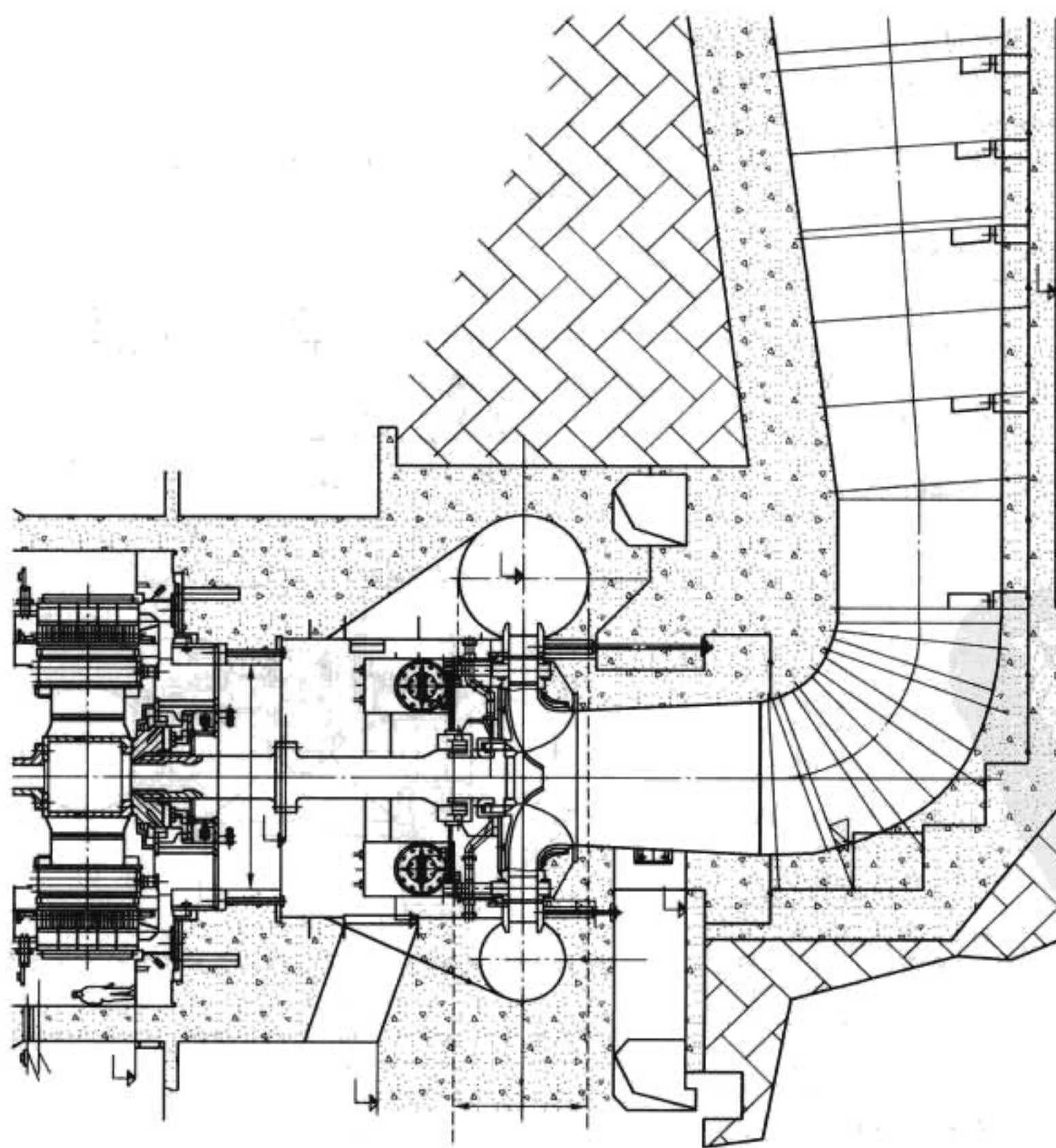


图 7.3-2 湖北白莲河抽水蓄能电站水泵水轮机剖面图

1.2 水泵水轮机总体设计必须考虑的问题

(1) 机组的推力轴承的布置位置。立式蓄能机组通常采用悬式和半伞式结构，结构型式确定应综合考虑电站主厂房高度、机组技术经济指标和运行稳定性以及检修维护等多方面因素。推力轴承支架放置在顶盖或下机架上，可以降低厂房的总高度，节约造价，但机组部件的检修不方便；中高速机组采用悬式结构可以提高机组径向机械稳定性。

(2) 机组的装拆方式。机组的装拆方式主要有上拆、中拆和下拆，其各方式的特点和应用见表 7.3-1，有些厂家将中拆和下拆方式结合起来，使机组的检修和维护更方便。

表 7.3-1 机组装拆方式及应用情况

	上拆方式	中拆方式	下拆方式
优点	可利用厂房吊车；辅助工具少	维修水泵水轮机时，可不影响发电机顶盖、底环可以作成整体	检修转轮等，不影响发电机及顶盖座环地脚螺钉处混凝土受力小
缺点	需拆发电机转子部件	需设中间轴需设置较复杂的装拆工具增加机坑高度，不利于厂房受力分布	尾水管噪声要大些尾水管及底环的刚度差，运行中可能会影响导叶间隙固定导叶出水边应力较高
推荐使用范围	$D_1 > 4\text{m}$ 、 $H < 600\text{m}$	$D_1 < 4\text{m}$ 、 $H > 600\text{m}$	
典型机组	十三陵、白莲河	广州二期、回龙、宝泉、金谷	天荒坪、广州一期

(3) 底环与尾水锥管的埋入方式。底环与尾水锥管的埋入方式一般有三种方案，其应用情况见表 7.3-2，各种方案的优缺点比较见表 7.3-3。第一种方案：尾水管锥管、底环不埋入，锥管设自由端，可滑动；第二种方案：底环+锥管全埋入方案（传统方法）；第三种方案：锥管+底环不埋入，锥管与肘管间为刚性连接。

表 7.3-2 国内抽水蓄能机组的尾水管埋入情况

不埋入，设自由端	天荒坪、广州一期、宜兴
全埋入	广州二期、十三陵、张河湾、宝泉、惠州、白莲河、泰安、白山、回龙
不埋入，刚性连接	琅琊山、桐柏

表 7.3-3 各种底环与尾水锥管埋入方案的比较

	第一种方案	第二种方案	第三种方案
优点	基础在垂直方向受力可大大减小座环受力对称，局部应力集中减小；尾水管易于移出，便于检查转轮如与中拆相结合，可以不设中间轴	运行中尾水管噪声的外传较其他方案小底环及锥管由于与混凝土贴合，刚性较好	可不设长且粗的地脚螺栓可检修导叶下导及止漏环易于检查转轮出水边状况便于各种辅助管道的检修更换
缺点	机组噪声大底环和尾水管的刚度差	座环需承受水压引起的不平衡力需设置较粗较长的地脚螺钉以平衡此部分作用力	机组噪声大底环和尾水管的刚度差有部分动载荷作用于混凝土

(4) 蜗壳埋设方式的选择。

水泵水轮机蜗壳埋设方式通常有 3 种：直接埋入法、垫层埋入法和保压埋入法。各种埋设方式的优缺点比较见表 7.3-4。

表 7.3-4 蜗壳埋设方式的比较

	垫层埋入法	保压埋入法	直接埋入法
优点	操作简单 工地安装工期短	蜗壳内水压高于保压值时，蜗壳与混凝土联合受力	操作简单 工地安装工期短 机组运行噪声振动小
缺点	垫层材料变形是非线性的，且可能随时间变化，不能精确地估计传给混凝土的荷载比例	工地安装周期长需要保压设备 蜗壳内水压低于保压值时，蜗壳与混凝土之间有间隙，可影响机组运行的稳定性	混凝土受力大，土建设计难度大

(5) 接力器布置型式的选择。

传统的结构是采用集中接力器通过控制环操作导水机构，为提高对导叶的控制能力，有的机组采用单元接力器结构，也有一些高水头机组虽然采用集中接力器，但为解决机组水轮机空载不稳定问题，一部分导叶采用单元接力器控制。其不同布置型式的比较见表 7.3-5。

表 7.3-5 接力器布置型式比较和应用情况

	集中接力器	单元接力器
优点	结构简单 使用经验丰富	导叶始终与接力器相连，不会出现导叶失控现象 便于解决水轮机工况空载不稳定问题
缺点	高水头机组同步操作导叶时空载开度工况有可能出现不稳定问题 对导叶单独的控制能力差	制造难度大，加工成本高 安装调整工期长
典型机组	十三陵、白莲河	广州二期、宝泉

1.3 国内外一些典型的混流式水泵水轮机的主要参数及剖面图

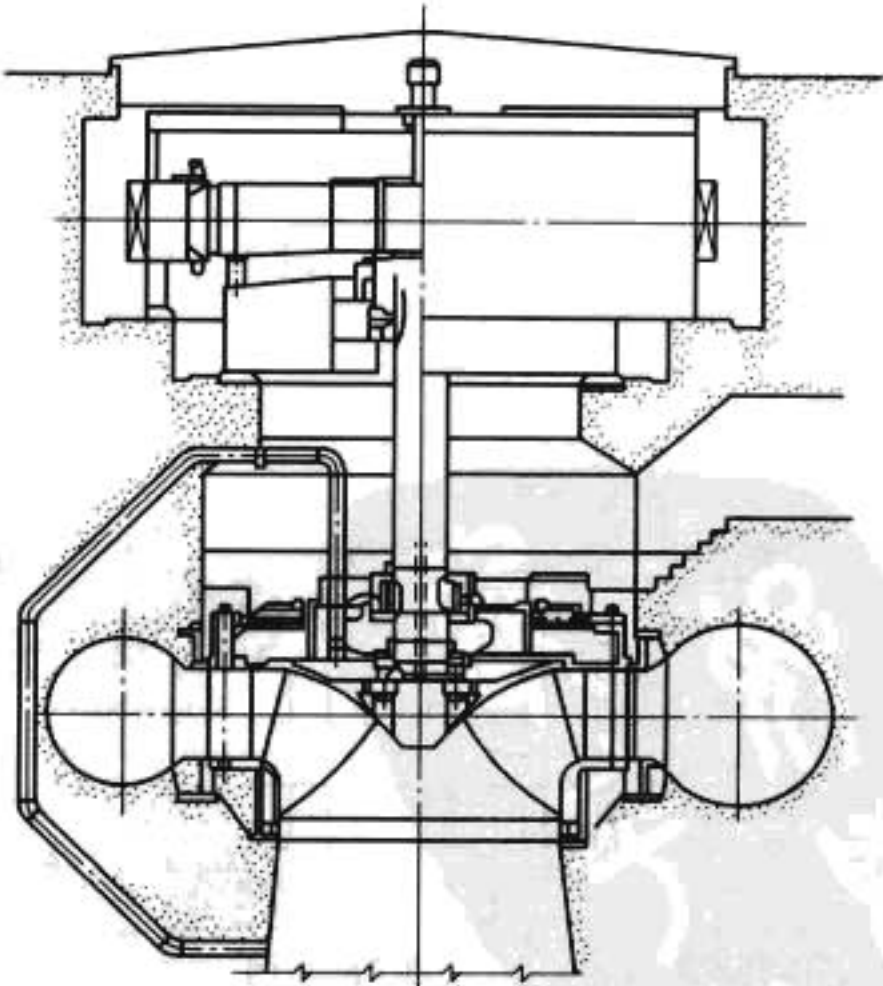


图 7.3-4 美国福埃尔菲尔德抽水蓄能电站水泵水轮机 (AC 公司, 1978 年)

水轮机工况: $H=45.7\text{m}$, $P=64.8\text{MW}$, $n=150\text{r/min}$,
 $D_1=5.23\text{m}$
水泵工况: $H=52.7\text{m}$, $Q=136\text{m}^3/\text{s}$, $P=71\text{MW}$,
 $n=150\text{r/min}$

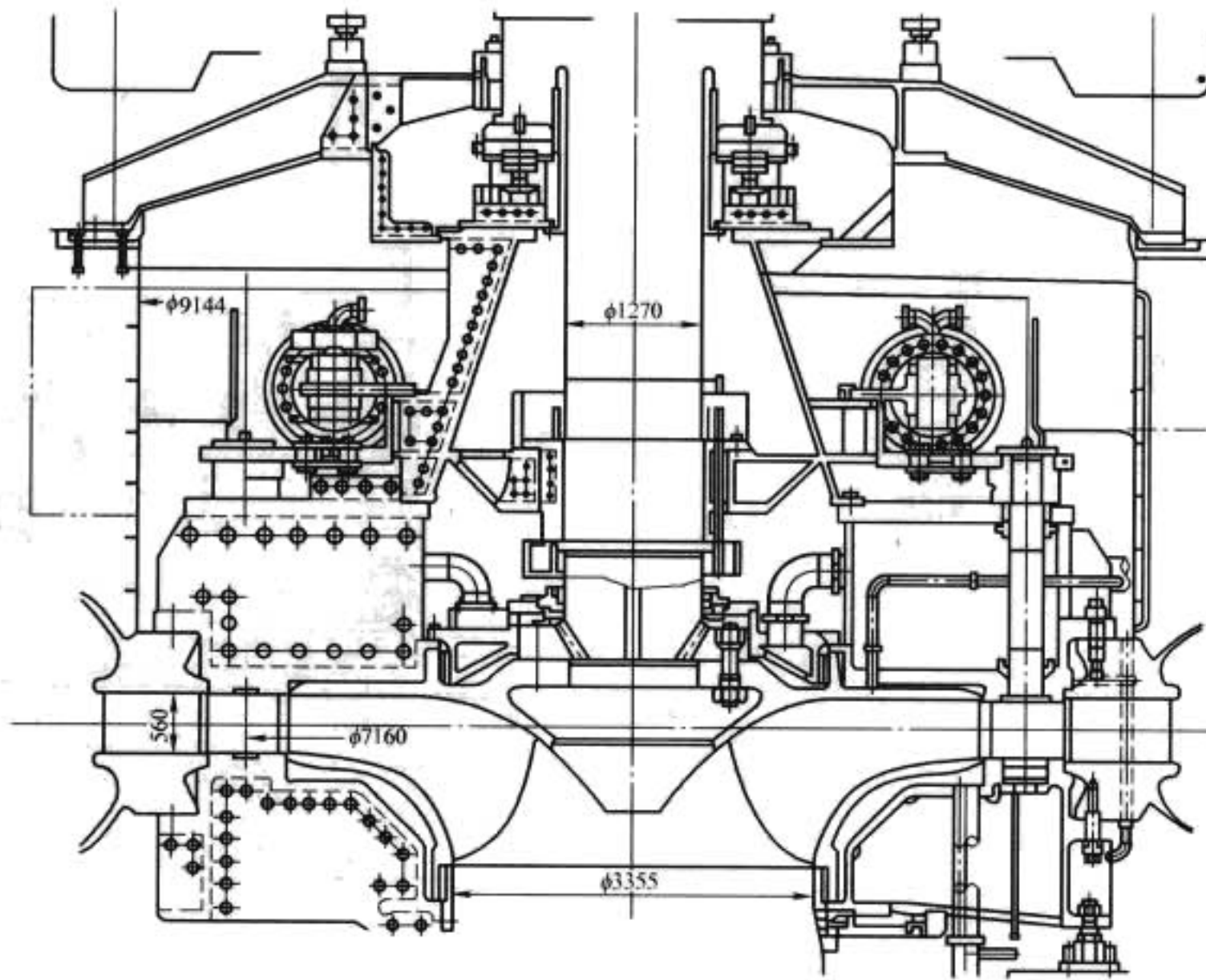


图 7.3-5 美国巴斯康蒂抽水蓄能电站 (AC 公司, 1980 年)
 水轮机工况: $H=329\text{m}$, $P=380\text{MW}$, $Q=130\text{m}^3/\text{s}$, $n=257.1\text{r/min}$, $D_1=6.4\text{m}$
 水泵工况: $H=335\text{m}$, $P=420\text{MW}$, $Q=116\text{m}^3/\text{s}$, $n=257.1\text{r/min}$

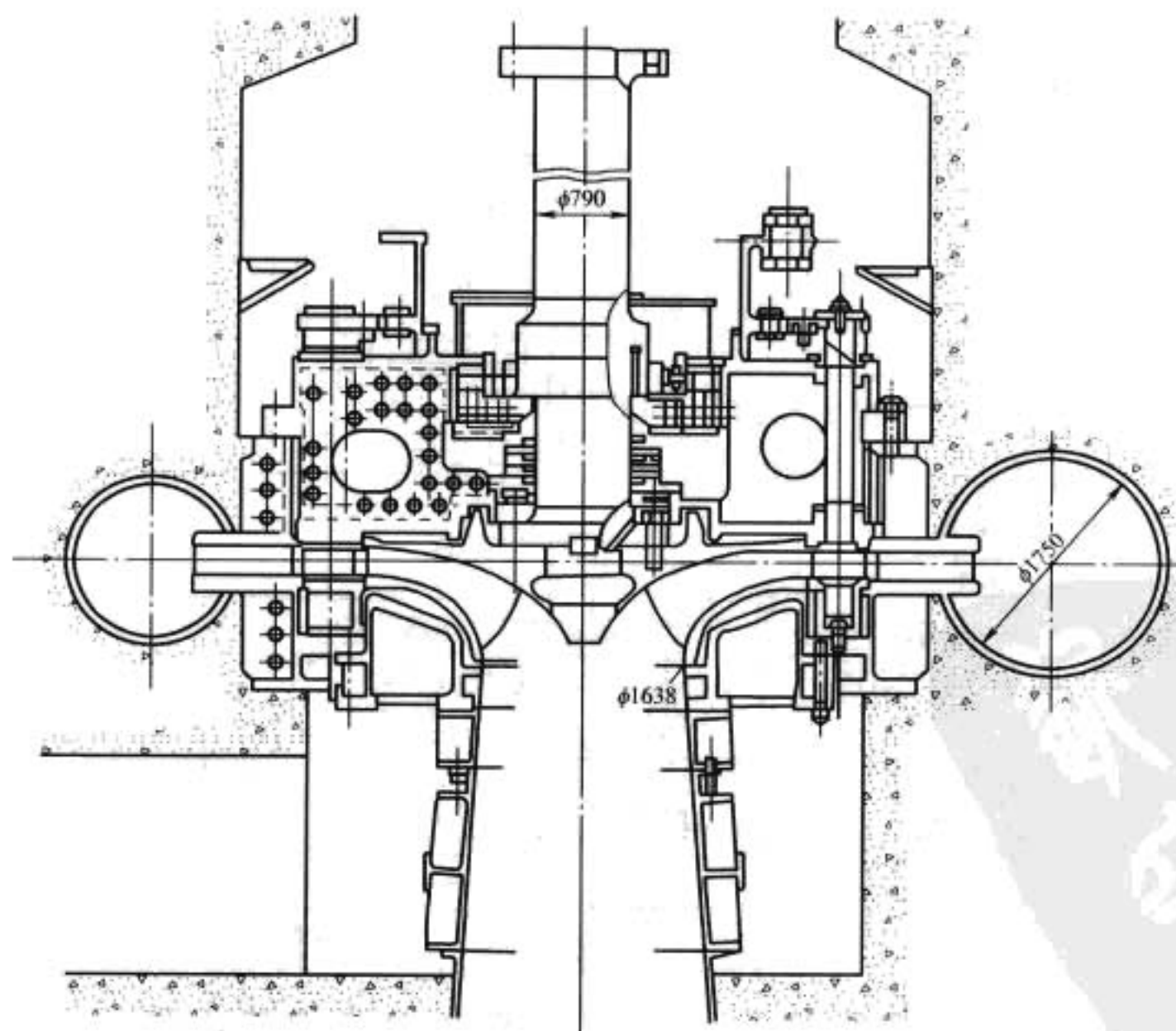


图 7.3-6 保加利亚恰依拉抽水蓄能电站高水头水泵水轮机 (东芝公司, 1986 年)
 水轮机工况: $H_{\text{max}}=676.8\text{m}$, $P=216\text{MW}$, $Q=36\text{m}^3/\text{s}$, $n=600\text{r/min}$, $D_1=3.74\text{m}$
 水泵工况: $H_{\text{max}}=701\text{m}$, $P=225\text{MW}$, $Q=29.5\text{m}^3/\text{s}$, $n=600\text{r/min}$

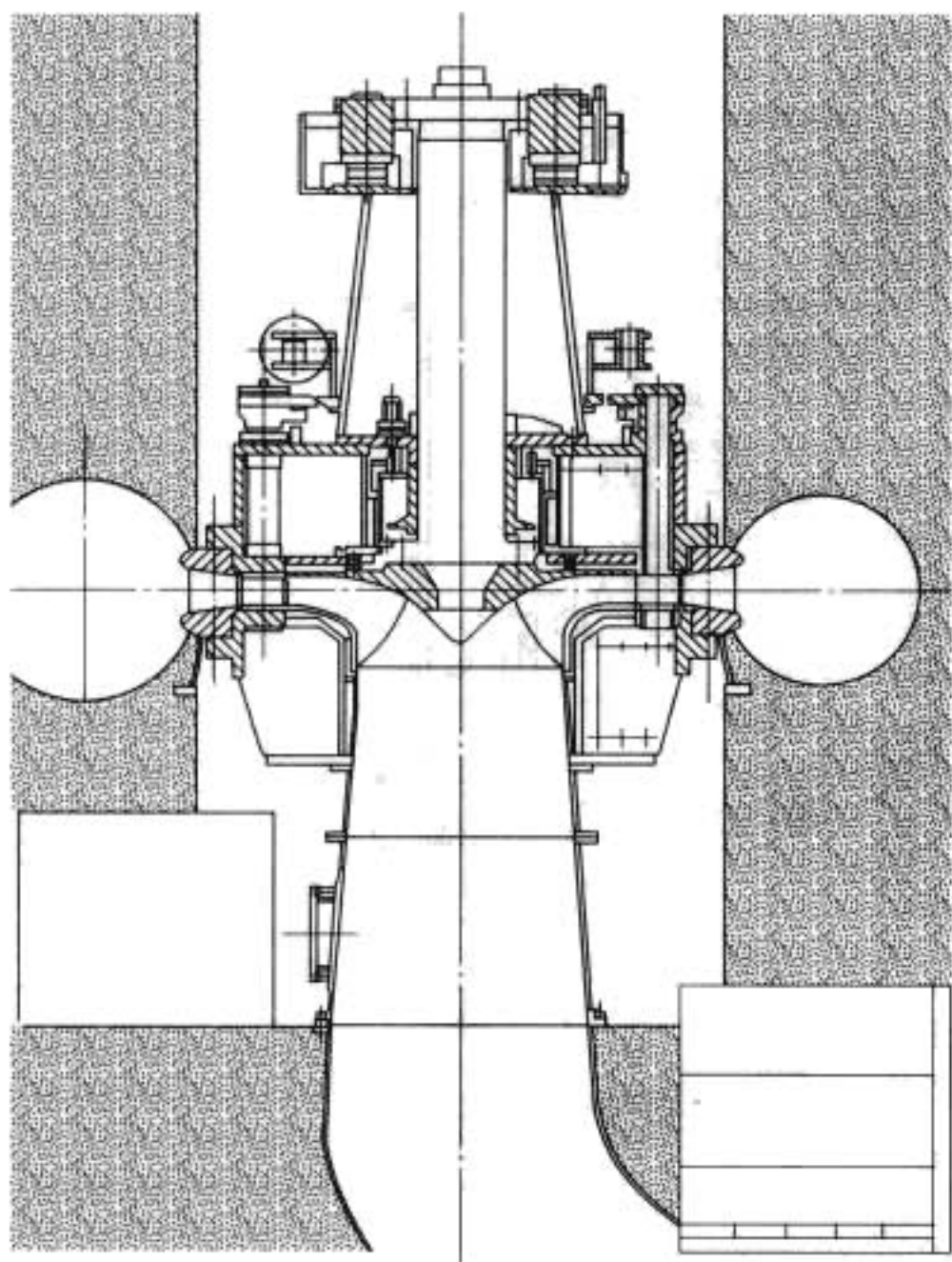


图 7.3-7 广州抽水蓄能电站一期水泵
水轮机 (法 GEC, 1993 年)

水轮机工况: $H=496\sim537\text{m}$, $P=306\text{MW}$, $Q=67\sim82\text{m}^3/\text{s}$,
 $n=500\text{r/min}$, $D_1=3.886\text{m}$
水泵工况: $H=514\sim550\text{m}$, $P_{\max}=326\text{MW}$,
 $Q=52.8\sim60\text{m}^3/\text{s}$, $n=500\text{r/min}$

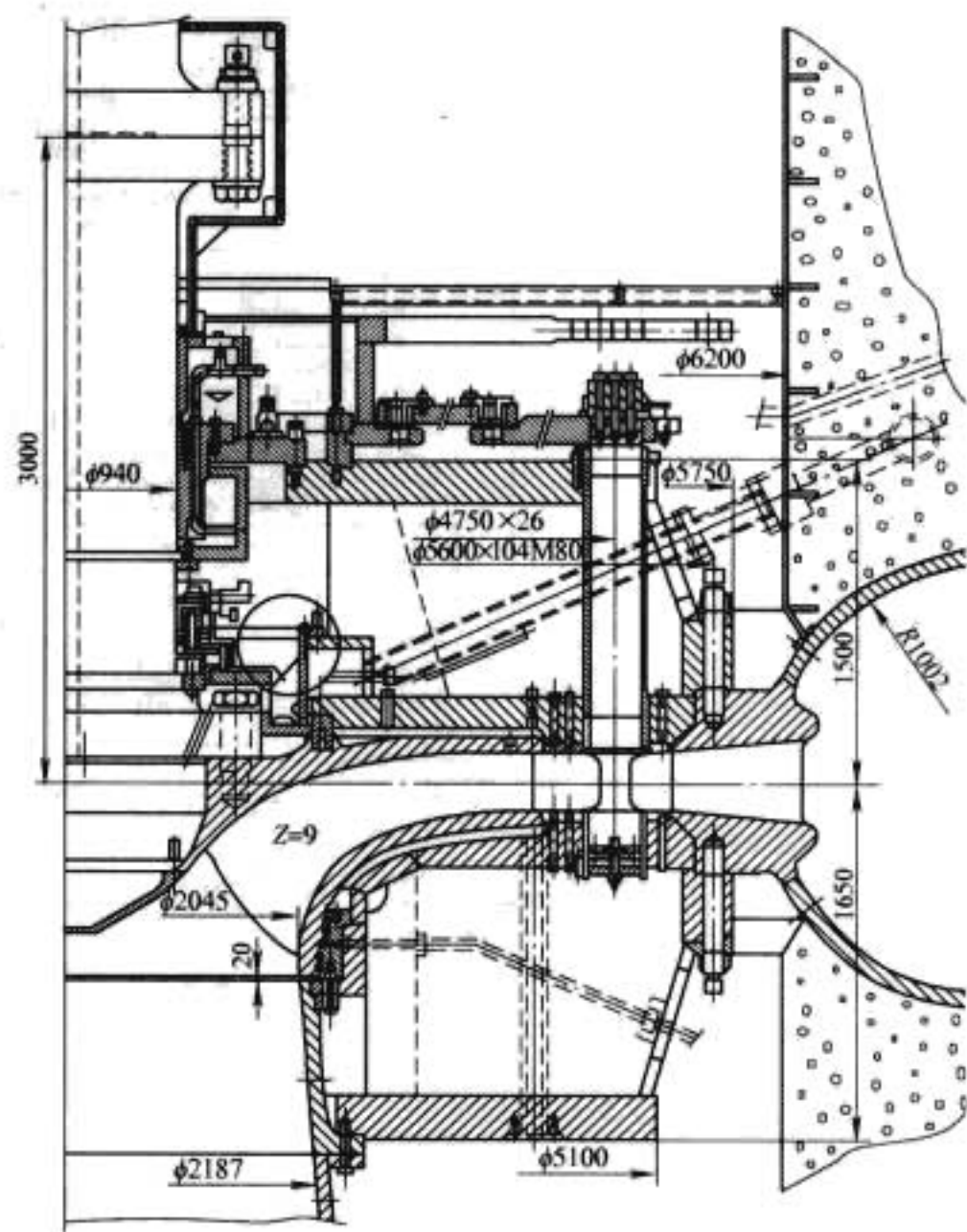


图 7.3-8 天荒坪抽水蓄能电站水泵水轮机
(GE-Kvnerner 公司, 2001 年)

水轮机工况: $H=512\sim602\text{m}$, $P=306\text{MW}$, $Q=103.3\text{m}^3/\text{s}$,
 $n=500\text{r/min}$, $D_1=4.03\text{m}$
水泵工况: $H=523.5\sim614\text{m}$

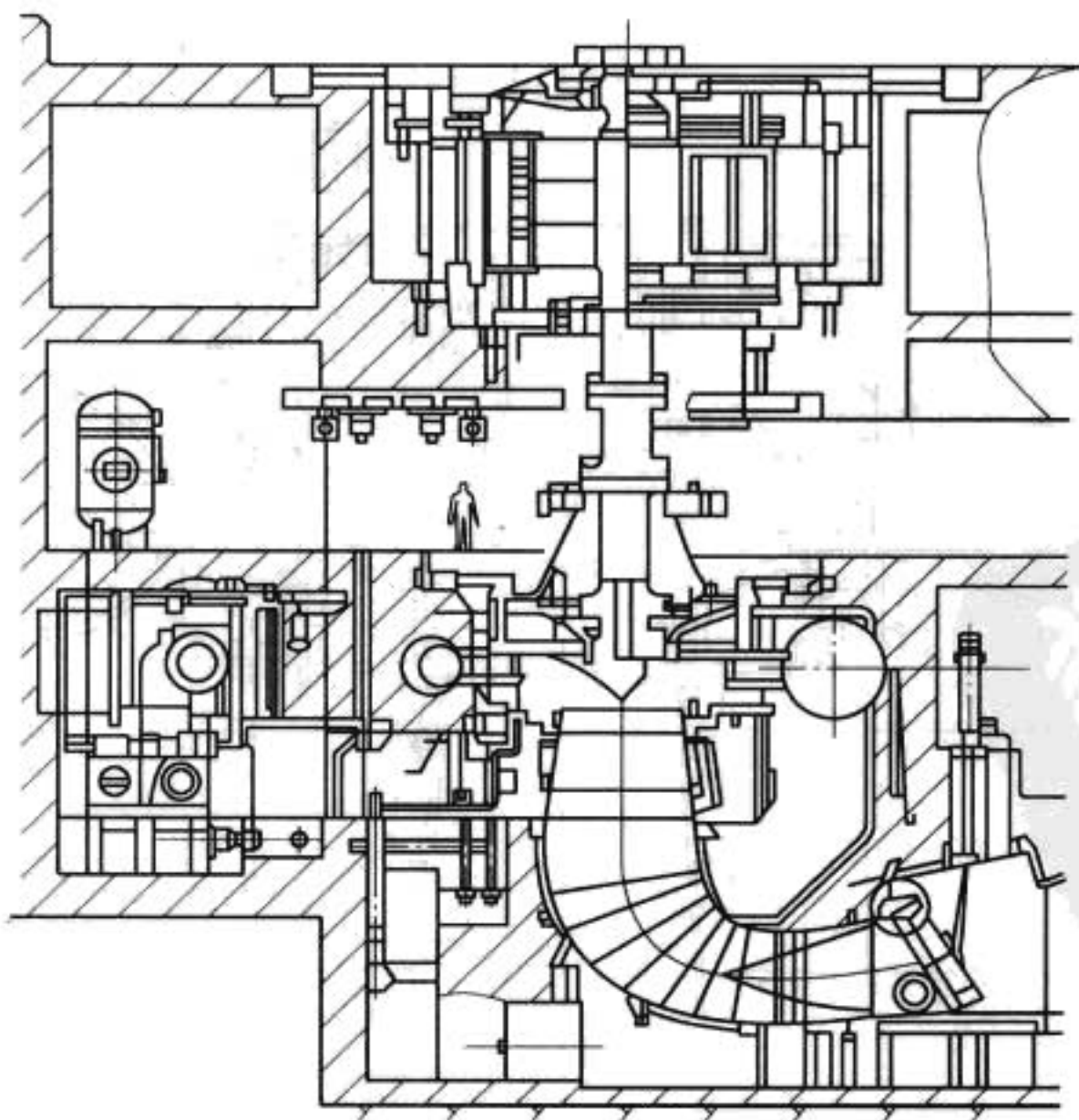


图 7.3-9 德国金谷抽水蓄能电站水泵水轮机 (VA TECK 和 Voith 联合体, 2002 年)

水轮机工况: $H_r=301.5\text{m}$, $P=257\text{MW}$, $Q=103.3\text{m}^3/\text{s}$, $n=333.3\text{r/min}$, $D_1=4.6\text{m}$
水泵工况: $H_{\max}=325\text{m}$, $P_{\max}=269\text{MW}$, $Q=80\text{m}^3/\text{s}$

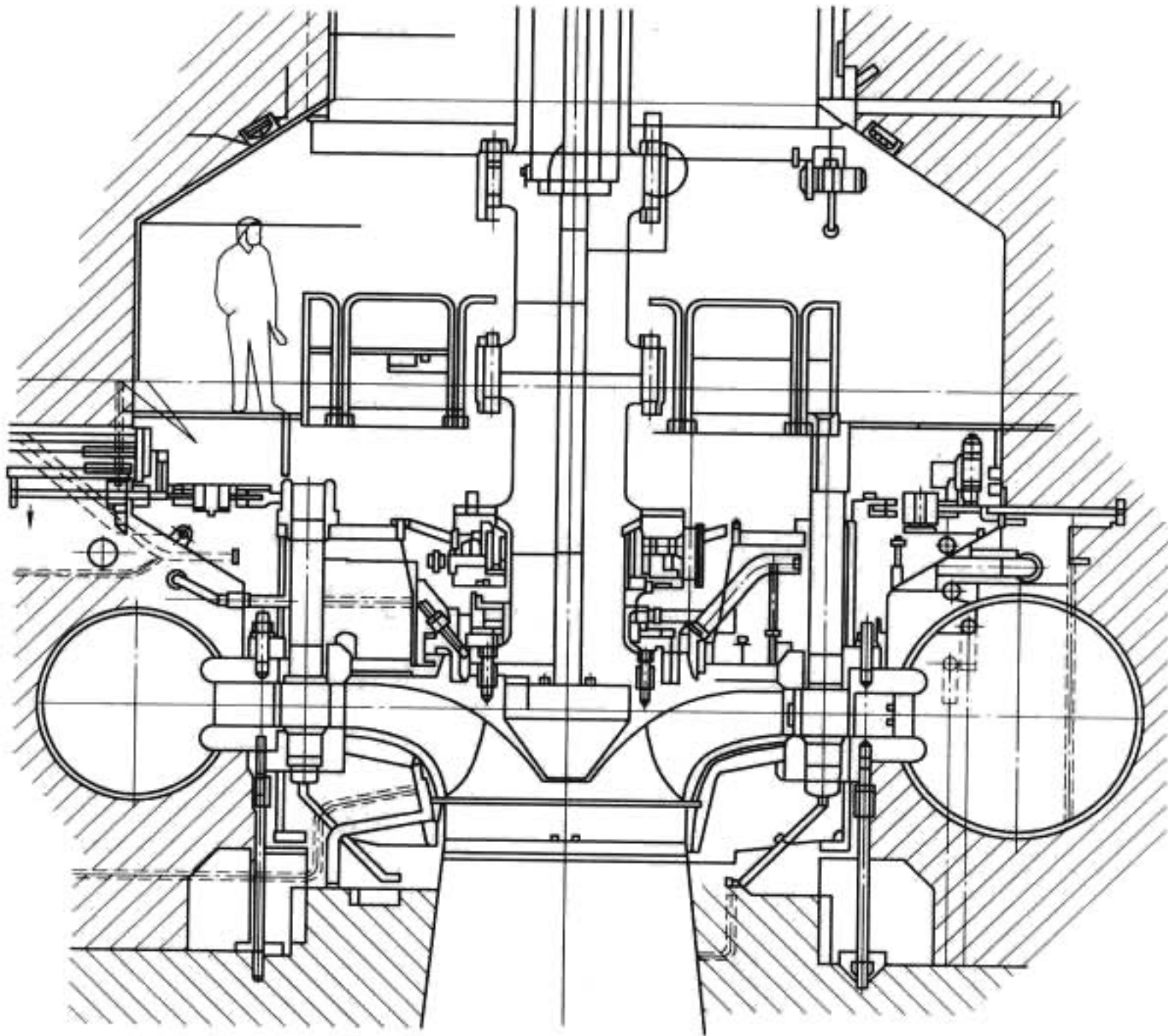


图 7.3-10 广州抽水蓄能电站二期水泵水轮机 (VA TECK 和 Voith 联合体, 2002 年)
 水轮机工况: $H=494\sim536\text{m}$, $P=306\text{MW}$, $n=500\text{r/min}$, $D_1=3.802\text{m}$
 水泵工况: $H=514.5\sim544.8\text{m}$

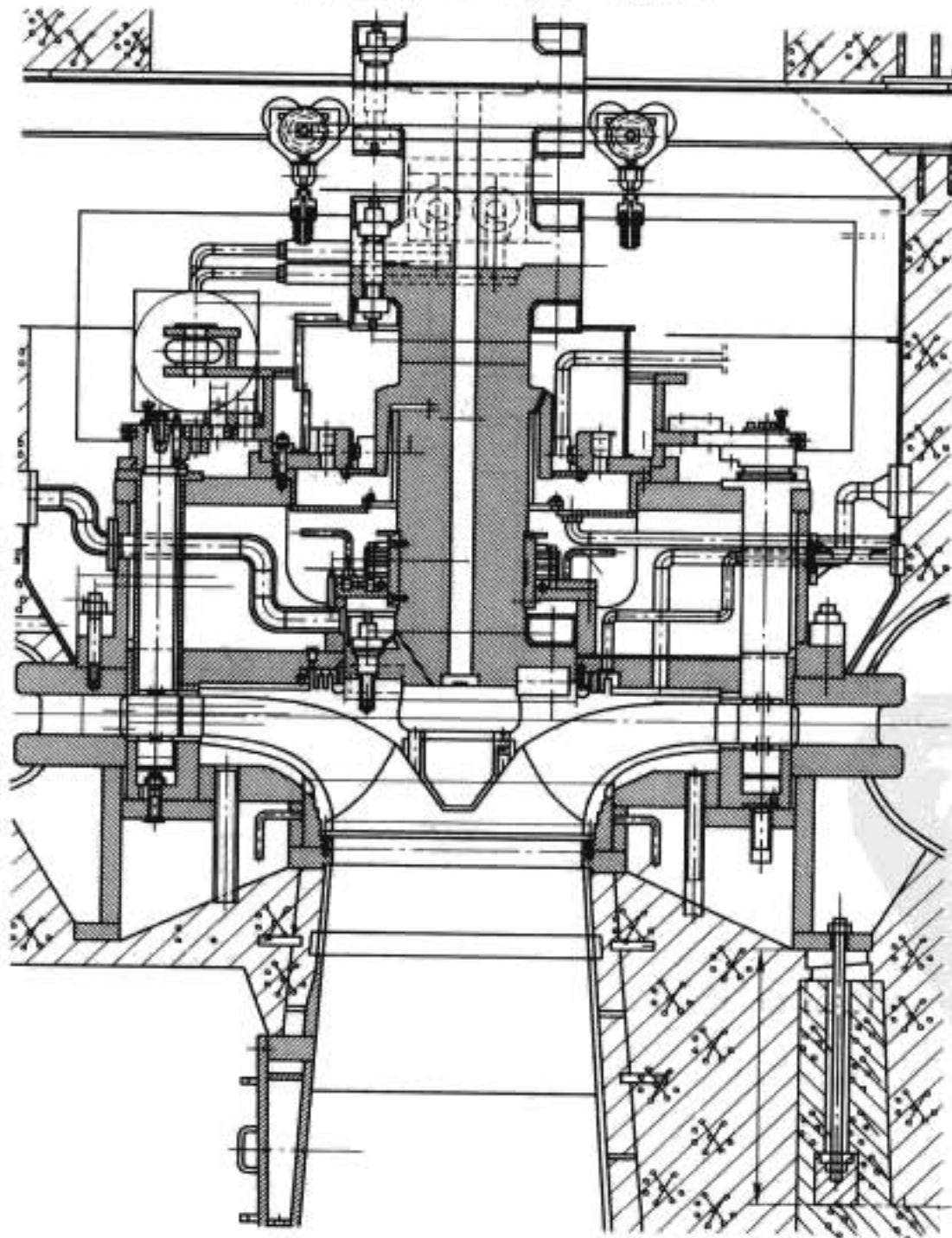


图 7.3-11 回龙抽水蓄能电站水泵水轮机 (哈电公司, 2005 年)
 水轮机工况: $H_{\max}=412.3\text{m}$, $P=61.5\text{MW}$, $Q=18\text{m}^3/\text{s}$, $n=750\text{r/min}$, $D_1=2.205\text{m}$
 水泵工况: $H_{\max}=424.2\text{m}$, $P_{\max}=63.9\text{MW}$, $Q=15.8\text{m}^3/\text{s}$, $n=750\text{r/min}$

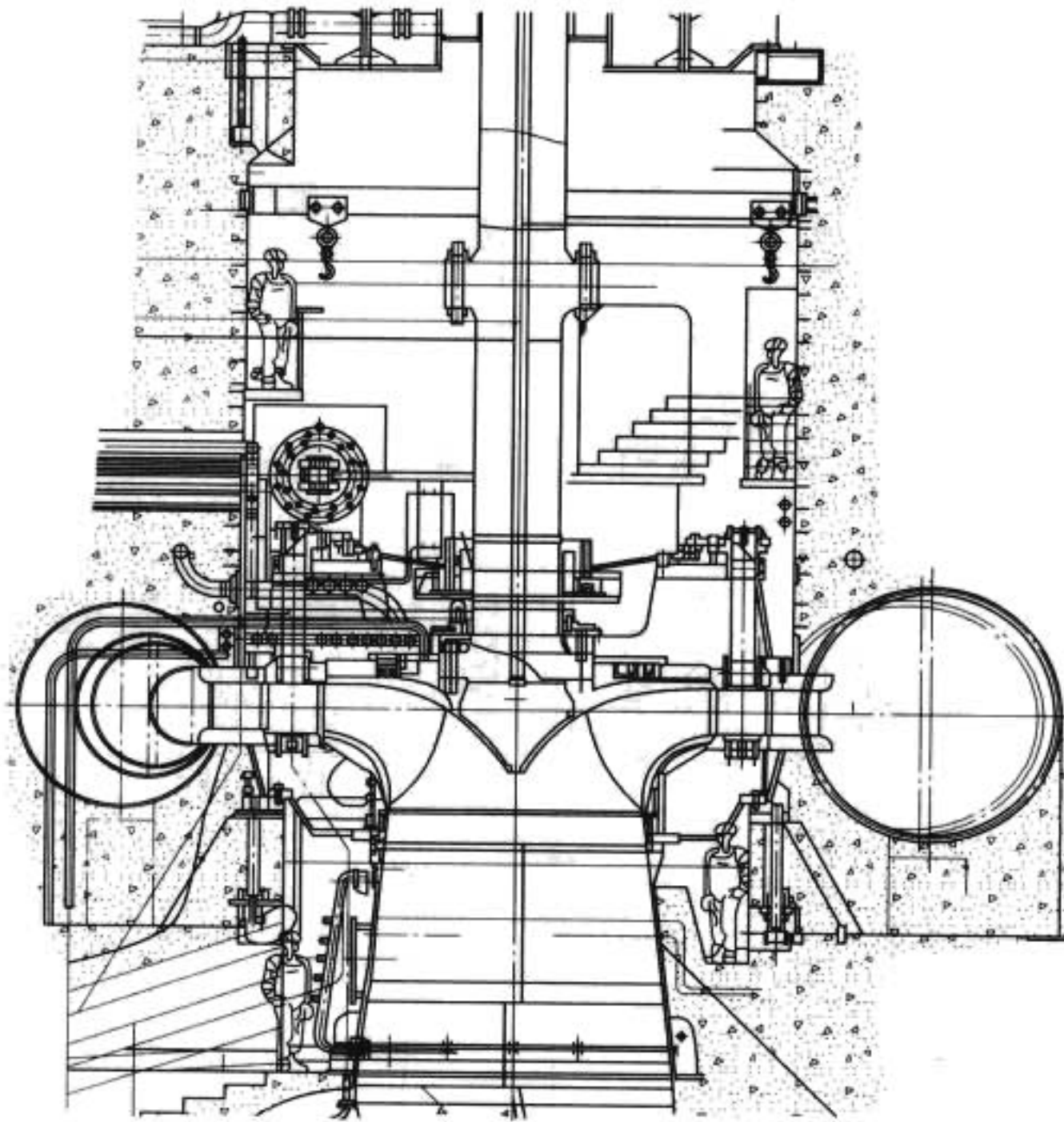


图 7.3-12 桐柏抽水蓄能电站水泵水轮机 (维奥公司, 2006 年)
 水轮机工况: $H_{\text{max}}=285\text{m}$, $P=306\text{MW}$, $Q=145.2\text{m}^3/\text{s}$, $n=300\text{r/min}$, $D_1=4.802\text{m}$
 水泵工况: $H_{\text{max}}=288.3\text{m}$, $P_{\text{max}}=312\text{MW}$, $Q=105.9\text{m}^3/\text{s}$, $n=300\text{r/min}$

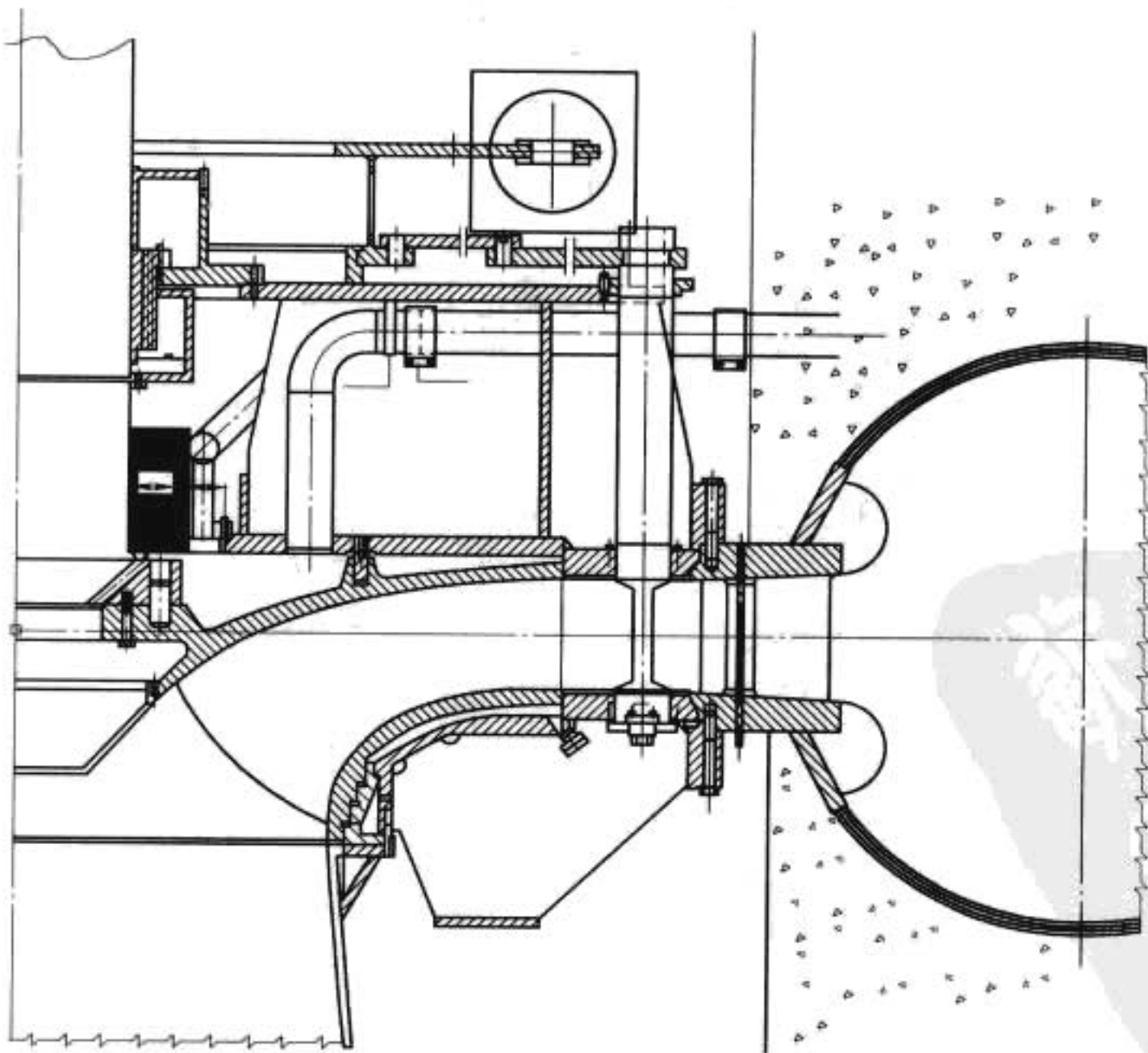


图 7.3-13 韩国青松抽水蓄能电站水泵水轮机 (GE-Kvnerner 公司, 2007 年)
 水轮机工况: $H=273.9\sim340.3\text{m}$, $P=306\text{MW}$, $Q=111.5\text{m}^3/\text{s}$, $n=500\text{r/min}$, $D_1=5.224\text{m}$
 水泵工况: $H=286.1\sim350.9\text{m}$

2 水泵水轮机转轮的结构设计

2.1 转轮的结构特点及其设计的主要问题

混流式水泵水轮机组的转轮由上冠、叶片和下环组成,叶片数少但长而薄,一般为6~9个,叶片包角很大,过流通道狭长。随着水泵水轮机应用水头的提高,转轮外形变得十分扁平,外缘的圆周速度很高,可达100m/s。由于其特有的结构特征,水泵水轮机转轮的结构在满足水力设计的条件后,主要问题就是对转轮叶片的应力控制和提高其抗疲劳性能。

较高水头水泵水轮机的转轮由于其特有形状,叶片所受作用力和常规水轮机叶片受力不同。常规水轮机(特别是中、低水头水轮机)的转轮叶片高度大而流线长度小,各个叶片近似于固结于上冠上的平板,叶片所承受的作用力主要为水压力所形成的弯曲应力,在飞逸时离心力部分抵消了这种弯曲应力。

但是水泵水轮机(特别是高水头水泵水轮机)的叶片较长,同时叶片包角很大,与上冠和下环连接处较长,故叶片承受水压力作用的弯曲应力并不大,叶片应力主要由离心力形成。图7.3-14表示了对高水头水泵水轮机所进行的叶片应力实测情况,可以看出转速是影响叶片应力的主要因素。正常运转时,叶片上有水力负荷,一部分离心力被抵消,故叶片应力最低。作旋转备用时因为叶片上水压力小,应力反而大,甩负荷转速上升时主要是离心力起作用,故应力最大。所以,在飞逸条件下,离心力的影响特别突出。

由于水泵水轮机转轮叶片与导叶之间的干扰大的,造成叶片的动应力较常规机组要大。

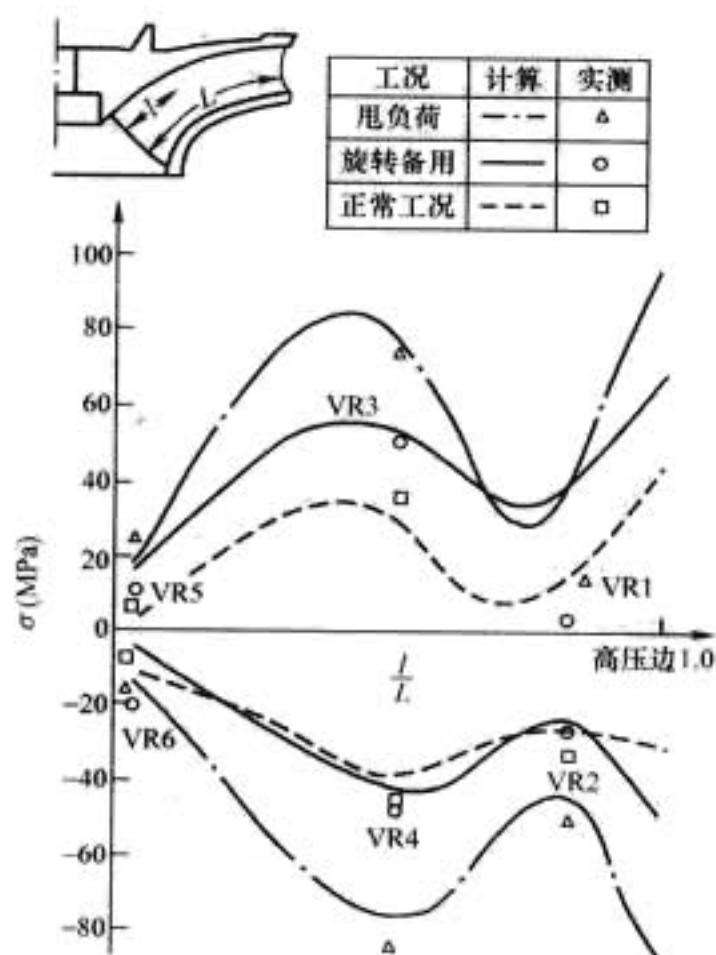


图 7.3-14 转轮叶片不同工况应力沿长度上的分布

近年来有限元方法已广泛用于转轮应力和变形的计算,在转轮设计时,使叶片应力分布均匀不出现过应力集中,并使转轮在水中的固有频率与激振频率(水力冲击频率)有足够的间隔,有效避免共振现象的发生,使转轮的动应力降低到材料的疲劳限度以下,以确保转轮在使用寿命期限内周期性变动荷载下不产生任何裂纹、断裂或有害变形。

2.2 转轮的材料选择

转轮材料的选取一般为机械强度较高、延伸率较高的超

低碳马氏体不锈钢,并应具有较高的水中疲劳强度和抗空蚀性能,具有良好的可焊性。为保证在机组检修期间在机坑内能对转轮进行局部补焊,该材料应能在常温下焊接,焊接前后不需要进行热处理。

目前蓄能机组的转轮国外用的较多的材料是16—5和13—4铬镍不锈钢,国内制造的白山和回龙两个蓄能机组转轮材料都选用的是ZG0Cr13Ni4Mo。

2.3 转轮的焊接结构

在转轮的制造中,铸焊结构被广泛采用。转轮上冠和下环采用VOD精炼铸造,转轮叶片采用钢板模锻或VOD精炼铸造。但由于抽水蓄能机组转轮的叶片狭长且包角很大,给铸造焊接工作带来很大的困难。焊接顺序对残余应力影响很大,因此在转轮焊接时要制定合适的焊接顺序以降低其残余应力,并要严格遵守焊接工艺规则。

针对不同转轮不同的外形尺寸,选择不同的结构型式。如图7.3-15所示白山抽水蓄能机组转轮叶片尺寸长曲率变化大,无法铸造,在制造时将叶片分为两半。宝泉抽水蓄能机组为了能方便施焊,转轮下环由两件组成,且叶片中部采取不完全清根,保留一段钝边结构。天荒坪抽水蓄能机组转轮制造时,将叶片在上冠和下环上采用数控方法各加工出一段,在叶片的中部焊接。有的制造厂在叶片根部使用数控方法加工一种椭圆形过渡曲线来代替传统的圆弧,在上冠及下环的铸件上均附有与叶片形状一致的凸台,组装时叶片分别与上下的凸台对焊,使焊缝不再处于高应力区,既有利于焊接,也便于探伤检验。

转轮焊后按专用规程进行热处理,焊缝进行无损探伤检查。

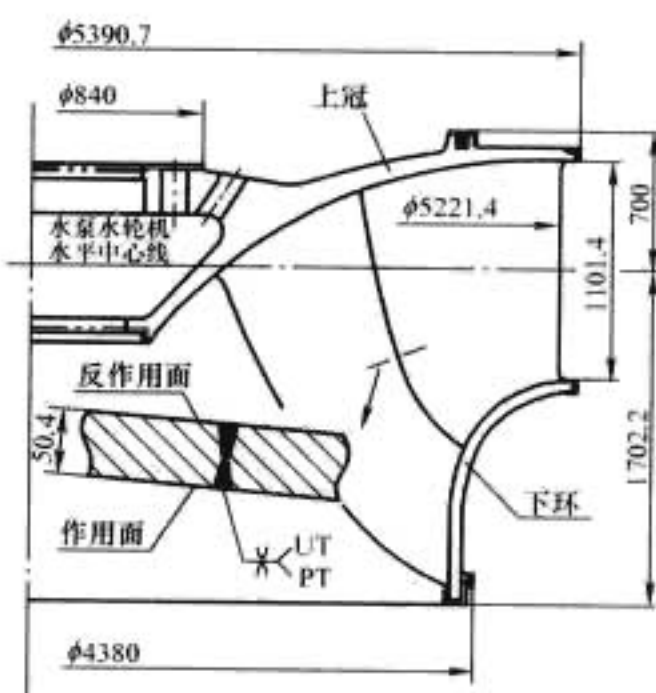


图 7.3-15 白山抽水蓄能水泵水轮机转轮焊接图

2.4 转轮的分瓣结构

水泵水轮机转轮和水轮机转轮一样,有时由于运输条件的限制需做成分瓣结构。如图7.3-16所示的分瓣结构,上冠的两半在内缘处用螺栓把合,在下环处则全为焊接。螺栓把合部分的外面用护板包起来以减小水力损失。图示的转轮有6个叶片,在分割面上有4个叶片被切断,在现场要把这些叶片的接头都焊接起来。

有些转轮的叶片包角接近或超过180°,如转轮有6个叶片,则任何切割方式都要切断所有的叶片,如图7.3-17所示。

另外,转轮的应用水头超过一定限度后,由于强度原因必须使用整体转轮(整体铸造或焊接成整体),为解决运输问题,可将转轮外缘对面各切掉一小片,到现场后再焊回去,这样可以最大限度地保持叶片的完整性。美国巴斯康蒂

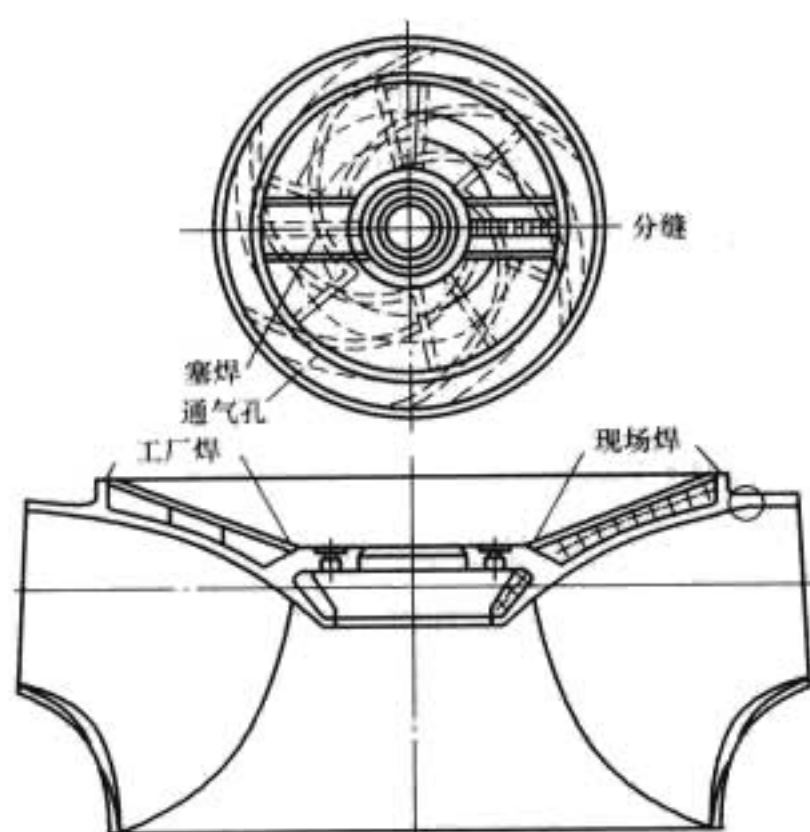


图 7.3-16 低水头转轮的分瓣结构 (美国 AC 公司)

(Bath County) 水泵水轮机转轮就是用这种作法, 如图 7.3-18 所示。此转轮直径 6.38m, 高 2.29m, 叶片 7 片, 转轮两边切割后主体宽度减至 5.23m, 满足了运输要求。

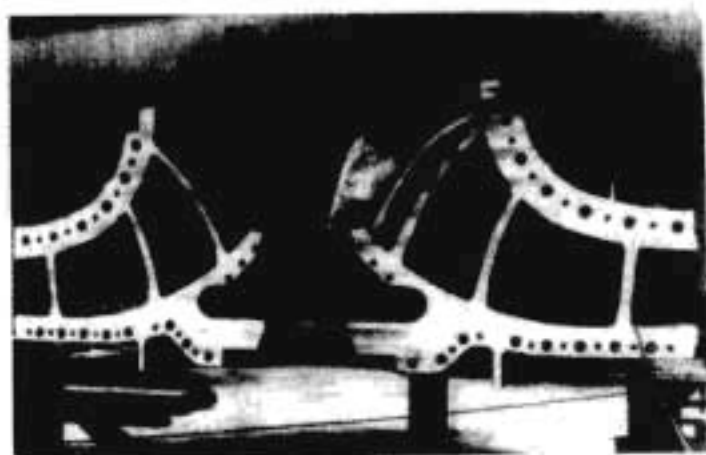


图 7.3-17 高水头可逆式转轮分半结构外观 (美国 AC 公司)

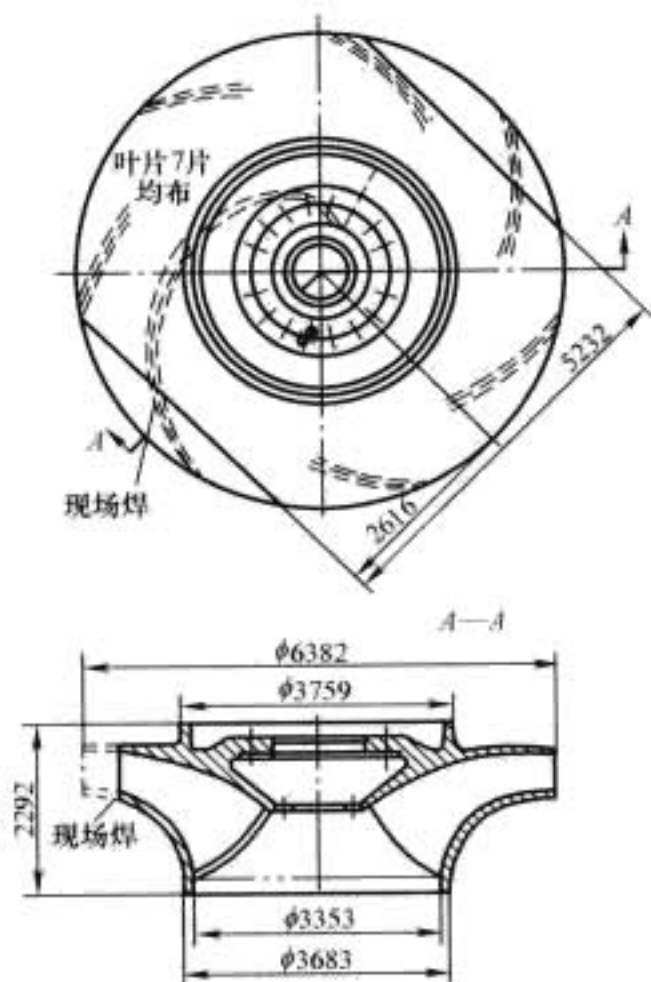


图 7.3-18 部分切割转轮结构 (美国 AC 公司)

2.5 转轮与主轴的连接

在目前运行的抽水蓄能机组中, 转轮与主轴的连接方式常用的有三种: 一种为销螺栓或销套传递扭矩, 第二种为键结构, 第三种摩擦传递力矩结构。对于采用那种联轴方式, 主要由具体结构和各公司设计使用的经验确定。在国内采用摩擦传递力矩的抽水蓄能机组有天荒坪、桐柏、琅琊山等抽

水蓄能电站。

2.6 降低转轮动应力提高抗疲劳性能的措施

抽水蓄能机组启动频繁, 工况转换振动大, 运行时转轮和导叶间水力干扰所带来的高频压力脉动等的影响, 使转轮极易产生疲劳破坏, 在叶片进出口边出现裂纹。根据观察, 高频脉动在转轮上所造成的应力集中主要在叶片与上冠及下环的交接处, 特别是水泵工况在接近叶片出口处 (高压侧) 出现裂纹最多。为减轻这些部位极易产生的疲劳破坏, 通常制造厂家采取以下措施解决上述问题:

- (1) 适当增大导叶与叶片间的流道距离, 选择与导叶厚度相匹配的出水边厚度, 来控制水压激振力。
- (2) 合理选择导叶数与叶片数的匹配, 控制激振频率。
- (3) 增加叶片数以减小叶片进口边正背面的压差, 减少叶片的应力。
- (4) 调整上冠外缘的厚度或转轮与顶盖之间的间隙以调整转轮的水中固有频率 (调整度分别可达 15% 及 4%) 以免共振。
- (5) 采用 VOD 精炼铸件, 提高铸件整体质量; 铸焊结构, 叶片可采用模压成型, 数控加工, 提高叶片形状的准确性和表面的粗糙度。
- (6) 在上冠及下环的铸件上均附有与叶片形状一致的凸台, 组装时叶片分别与上下的凸台对焊, 使焊缝就不再处于高应力区, 既有利于焊接, 也便于探伤检验。
- (7) 提高转轮所有表面的加工精度; 提高转轮静平衡精度。
- (8) 尽量避免采用转轮分瓣螺栓把合结构。

2.7 水泵水轮机转轮刚强度、疲劳以及动态特性分析

2.7.1 水泵水轮机转轮静应力有限元分析

2.7.1.1 力学模型的选取和边界条件的确定

水泵水轮机转轮是典型的周期对称结构。有限元分析时, 为缩短分析时间, 可采用周期对称边界条件进行分析研究。因此, 力学模型选取包含一个完整叶片在内 $2\pi/n$ (n 为叶片个数) 扇形区域的上冠和下环作为一个分析模型, 如图 7.3-19 所示。在上冠、下环切开断面处, 为保证相应节点位移协调一致, 施加周期对称边界条件, 如图 7.3-20 所示。

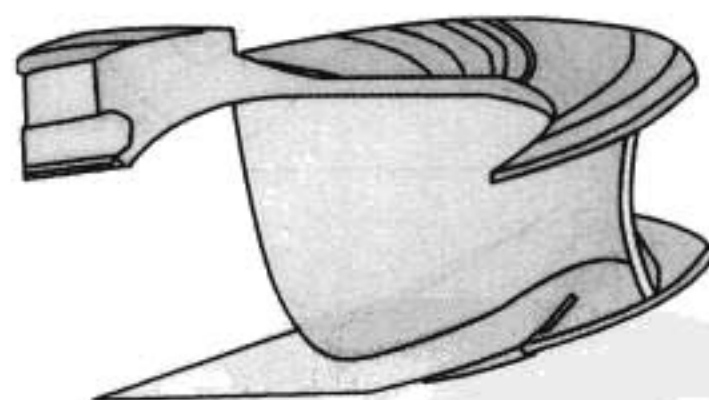


图 7.3-19 转轮力学模型

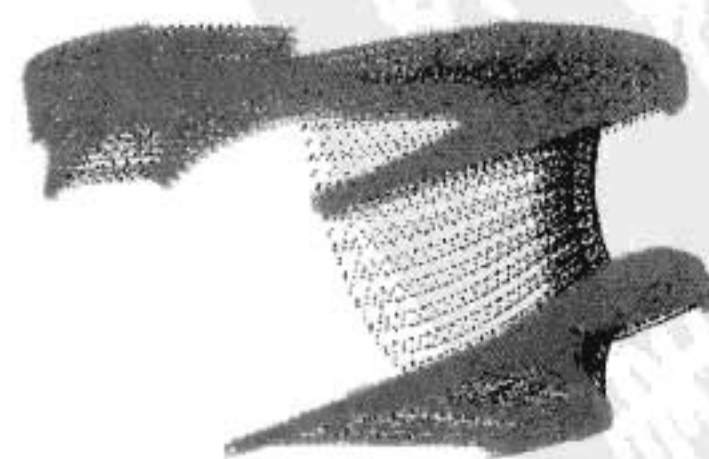


图 7.3-20 周期对称边界条件

另外, 为防止分析过程中产生刚体位移, 约束转轮法兰

与主轴法兰把合螺栓分布圆上相应节点的切向和轴向自由度,如图 7.3-21 所示。



图 7.3-21 转轮约束

2.7.1.2 载荷的施加

一般情况下,对转轮进行静应力分析时,主要考虑 2 种工况:①正常运行工况;②飞逸工况。或者根据标书要求求解相应工况下的转轮静应力水平。

在正常工况下,考虑重力、离心力和水压力;飞逸工况仅仅考虑重力和离心力。

转轮承受的水压力主要包括 2 种:一种是转轮过流面上的水压力,其中包括叶片正面、背面以及上冠、下环过流面,如图 7.3-22 (a) 所示,该水压力由水力设计提供;另一种是转轮非过流面上的压力,如图 7.3-22 (b) 所示。

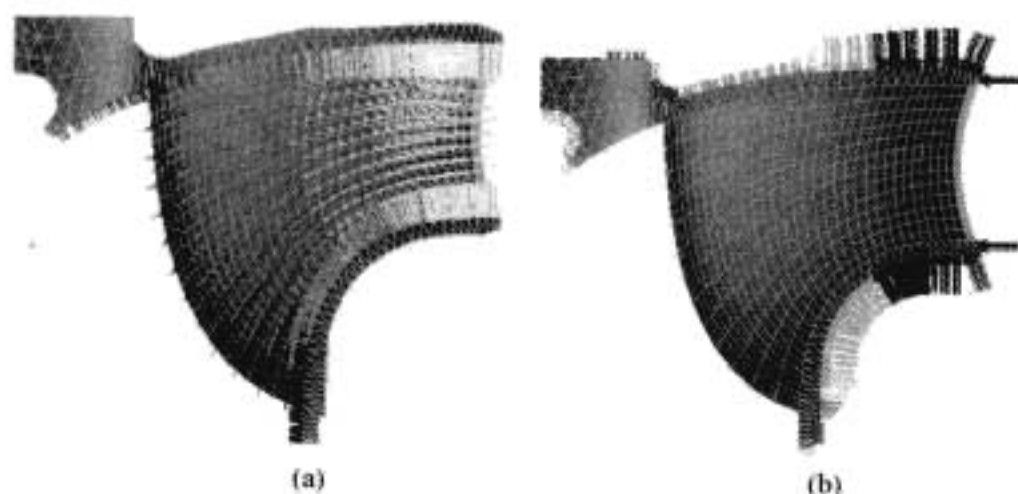


图 7.3-22 转轮承受的水压力
(a) 过流面; (b) 非过流面

2.7.1.3 分析计算结果的后处理

首先检查分析计算工况是否与实际运行工况相吻合。可以通过求支反力的方法检查分析结果的准确性。

进行应力和变形分析,给出转轮在各个工况下最大位移和最大应力以及最大应力位置。由于转轮承受不稳定的水流冲击,而且转轮的破坏均属疲劳破坏,因此,要严格控制转轮的静应力水平,在正常工况下,转轮的许用应力取 $[\sigma] = \min \left\{ \frac{1}{5} \sigma_b; \frac{1}{3} \sigma_s \right\}$; 在飞逸工况下,转轮的许用应力取 $[\sigma] = \left\{ \frac{2}{3} \sigma_s \right\}$ 。

在分析结果中应该给出在各个工况下,转轮上、下密封处的径向和轴向位移。

另外,如果转轮叶片与上冠或叶片与下环之间采用部分焊透,则需要分析叶片正面、背面与上冠或下环相交法向的应力水平,如图 7.3-23 所示,以便确定部分焊透初始裂纹(不焊透部分)长度。

2.7.2 转轮高应力区域子模型分析计算

2.7.2.1 子模型的概念及定义

子模型是得到模型部分区域中更加精确解的有限单元技

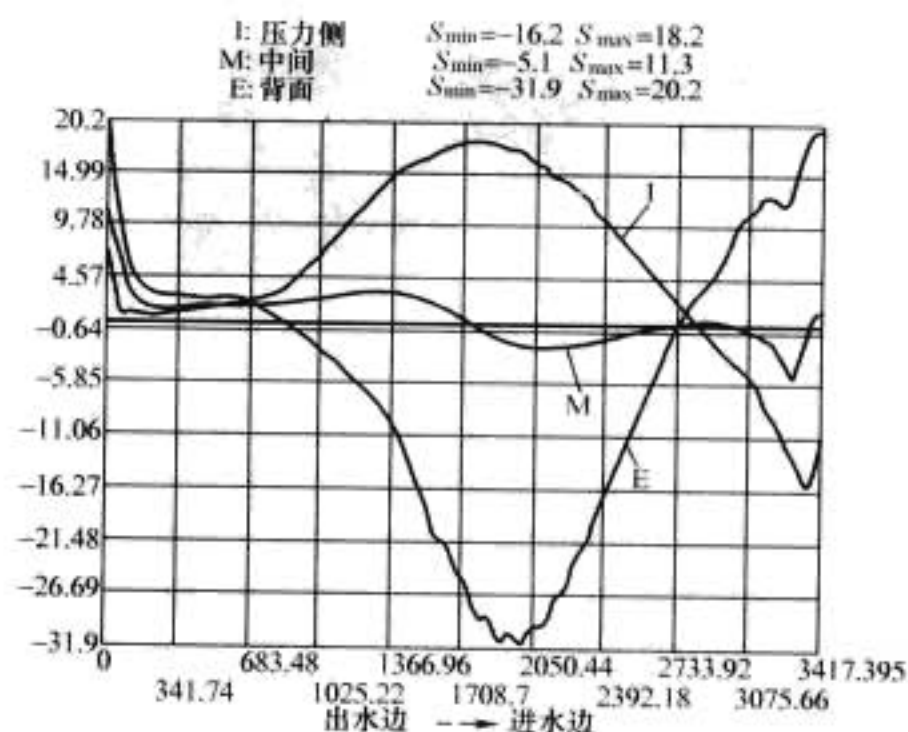
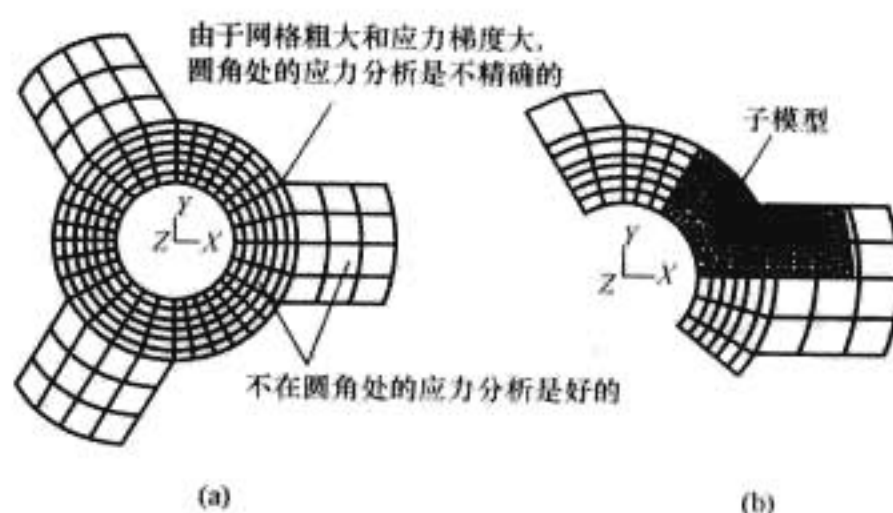


图 7.3-23 叶片与下环相交面法向应力分布

术。在有限元分析中往往出现这种情况,即对于用户关心的区域,如应力集中区域,网格太疏不能得到满意的结果,而对于这些区域之外的部分,网格密度已经足够了,如图 7.3-24 所示。



要得到这些区域的较精确的解,可以采取两种办法:①用较细的网格重新划分并分析整个模型;②只在关心的区域细化网格并对其进行分析。显而易见,方法①太耗费机时,方法②即为子模型技术。

子模型方法又称为切割边界位移法或特定边界位移法。切割边界就是子模型从整个较粗糙的模型分割开的边界。整体模型切割边界的计算位移值即为子模型的边界条件。

子模型基于圣维南原理,即如果实际分布载荷被等效载荷代替以后,应力和应变只在载荷施加的位置附近有改变。这说明只有在载荷集中位置才有应力集中效应,如果子模型的位置远离应力集中位置,则子模型内就可以得到较精确的结果。

2.7.2.2 边界条件的施加方法

前面已经提到了,子模型的分析方法是以圣维南原理为基础的,因此,在子模型的分析之前,必须进行转轮强度分析,即转轮整体的刚度分析。子模型分析的边界条件是在整体分析模型的基础上,通过插值得到子模型切开断面上节点的边界条件。以叶片出水边与上冠相交为例,图 7.3-25 为转轮高应力区域子模型分析模型,图 7.3-26 为通过插值得到的子模型边界条件。

2.7.2.3 计算载荷

一般情况下,由于在

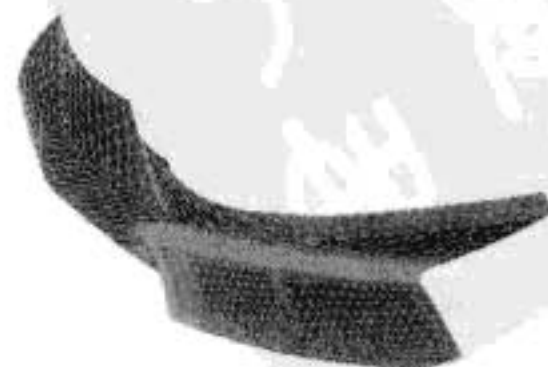


图 7.3-25 高应力区域子模型

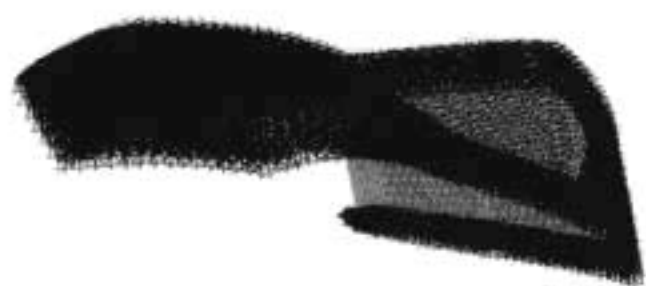


图 7.3-26 子模型边界条件

整体分析模型中已经考虑了重力、离心力和水压力的影响，因此，根据圣维南原理，在子模型分析过程中，无需考虑重力、离心力和水压力。但是，由于转轮叶片的形状复杂，而且转轮主要承受弯曲应力；而在上述的插值过程中，并没有较好地体现弯曲应力的影响，因此，在对转轮进行子模型分析过程中，还需考虑重力、离心力和水压力的影响，如图 7.3-27 所示。

另外，在子模型分析过程中，为保证计算精度，最好采用二次协调单元。

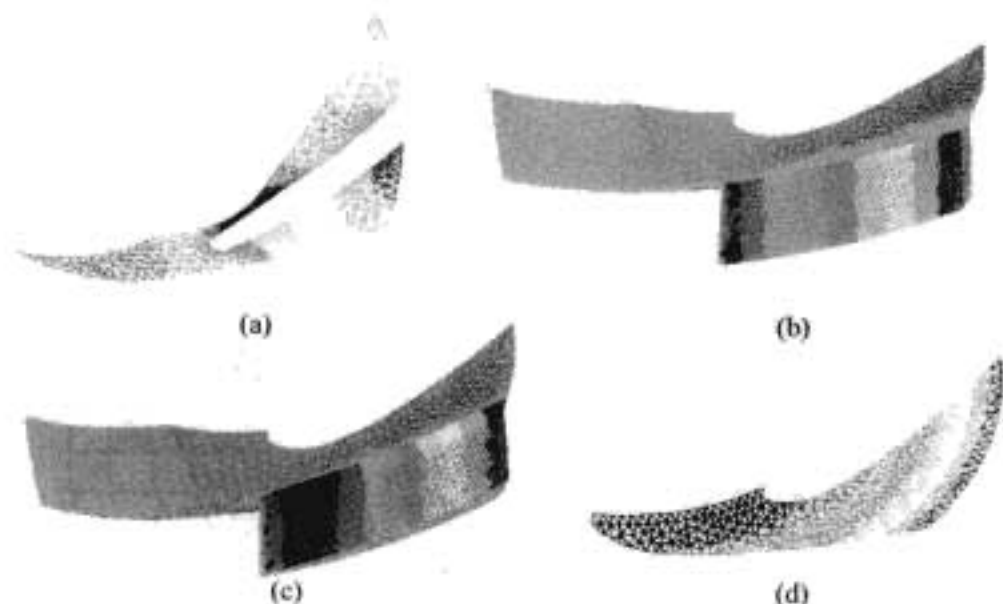


图 7.3-27 子模型计算考虑的载荷
(a) 上冠过流面压力；(b) 叶片正面压力；
(c) 叶片背面压力；(d) 上冠非过流面压力

2.7.2.4 分析计算结果后处理

子模型分析是在整体模型分析的基础上完成的，因此无法通过求支反力等方法校核子模型分析方法的准确性。但是可以采用位移方法检查子模型分析结果的准确性。具体方法如下：

(1) 在整体分析模型中截取子模型分析的区域，如图 7.3-28 所示。

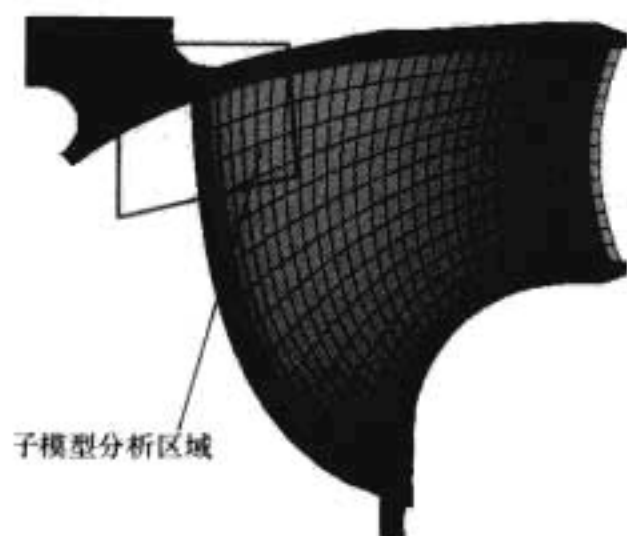


图 7.3-28 子模型分析区域

(2) 分别显示上述截取区域的 R、Z 方向的位移，如图 7.3-29 所示。

(3) 在子模型中，也分别显示 R、Z 方向的位移，如图 7.3-30 所示。

(4) 检查上述两种区域的位移趋势是否相同或类似，并以此判定子模型分析结果的准确性。

子模型分析的目的就是确定转轮叶片高应力区域的真实应力水平，同时子模型的分析结果可以用来转轮的疲劳

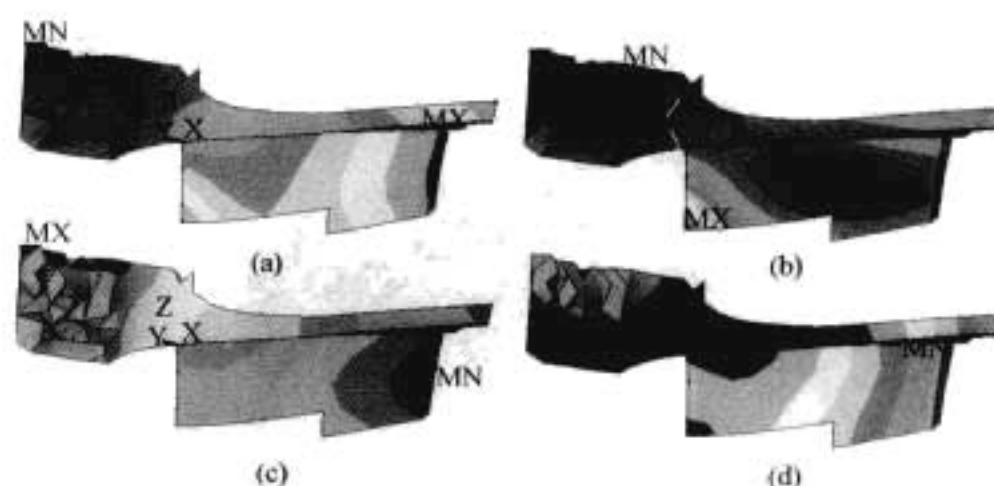


图 7.3-29 整体模型局部区域位移图
(a) 整体变形图；(b) 径向位移图；
(c) 切向位移图；(d) 轴向位移图

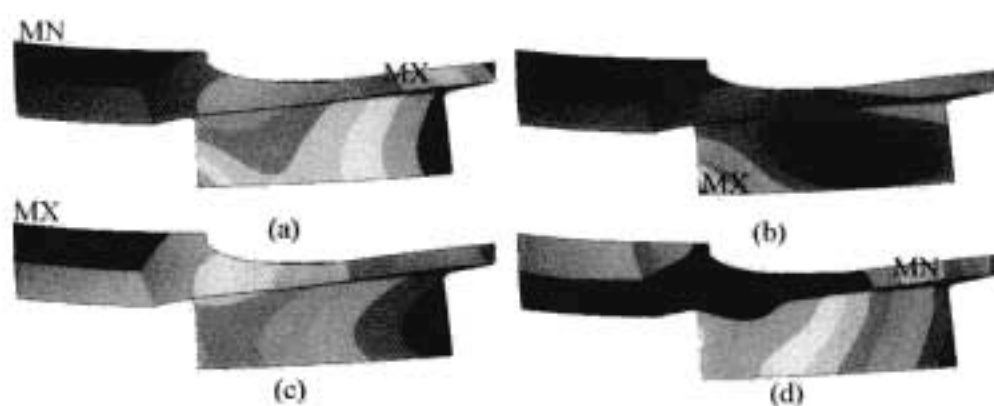


图 7.3-30 子模型位移图
(a) 整体变形图；(b) 径向位移图；
(c) 切向位移图；(d) 轴向位移图

分析。

根据 ASME 标准 VIII-2 部分中疲劳设计的规定，子模型的输出应力应为最大主应力。

2.7.3 水泵水轮机动应力分析

2.7.3.1 力学模型的选取和边界条件的确定

水泵水轮机动应力幅值的定义：由于受活动导叶、固定导叶等因素的影响，使得转轮在旋转一周过程中，每个叶片承受的水压力并不完全相同，因此，在叶片旋转一周后，出现了应力变化幅值，该幅值即为目前所称的转轮叶片动应力幅值。

根据上述对转轮动应力幅值的定义，在对转轮进行动应力分析时，选取一个完整的水泵水轮机转轮作为分析模型，如图 7.3-31 所示。在分析过程中，为防止产生刚体位移，约束转轮法兰与主轴法兰把合螺栓分布圆上相应节点的切向和轴向自由度，如图 7.3-32 所示。



图 7.3-31 转轮动应力分析模型

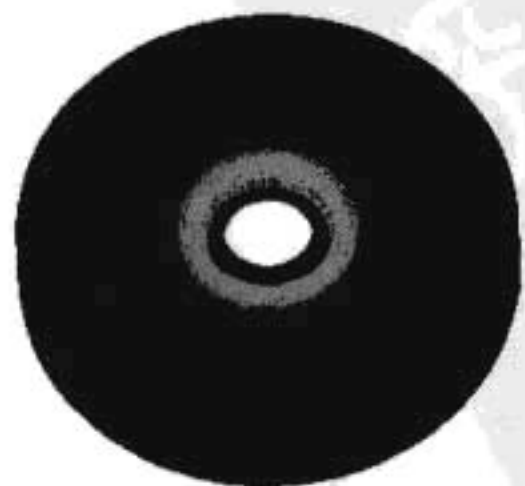


图 7.3-32 转轮动应力分析约束

2.7.3.2 转轮承受的载荷

对转轮进行动应力分析,主要考虑以下2种工况:①正常运行工况;②飞逸工况。在正常工况下,转轮主要承受水压力、重力和离心力;水压力包括叶片正面、背面的水压力和上冠、下环过流面的水压力,这些水压力由水力设计提供;上冠、下环非过流面的水压力,这些压力根据电站参数求得,如图7.3-33所示。在飞逸工况下,仅仅考虑重力和离心力。

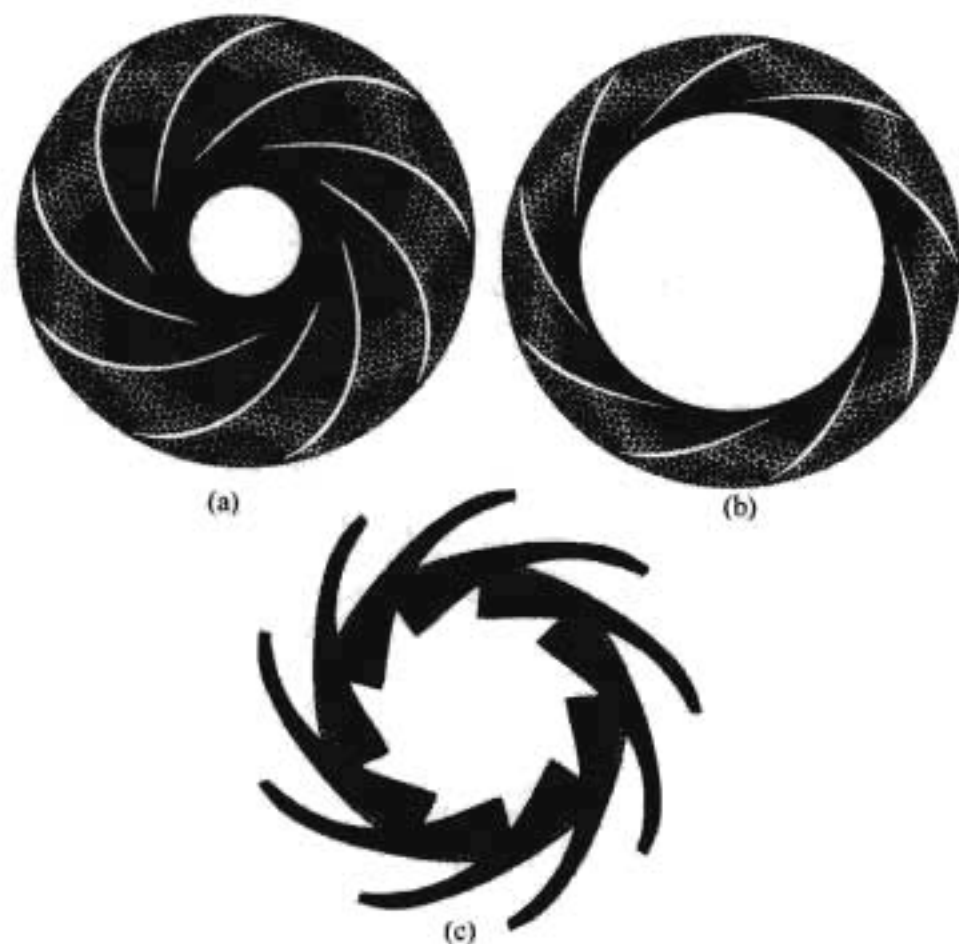


图 7.3-33 转轮过流面压力场

(a) 下环过流面压力场; (b) 上冠过流面压力场;
(c) 叶片正、背面压力场

2.7.3.3 分析计算结果后处理

首先,检查分析计算工况是否与实际运行工况相吻合。可以通过求支反力的方法检查分析结果的准确性。

其次,进行子模型的进一步分析。

水泵水轮机动应力分析的目的就是确定转轮工作状态下的动应力幅值,由于受计算机容量等因素的限制,前面对转轮进行整体动应力分析时,并没有考虑实际结构中叶片与上冠、叶片与下环之间的焊接过渡圆角,因此整体模型分析结果并不能真实反映转轮高应力区域的真实应力水平,因此,需要对转轮高应力区域进行子模型分析,从而确定转轮高应力区域的真实应力水平。

在本部分的分析过程中,需要对每个转轮叶片高应力区域进行子模型分析计算,同时采用2.7.2节中介绍的方法校核子模型分析计算结果的准确性。

第三,转轮叶片动应力幅值的确定。

根据ASME标准,分析研究转轮的动应力的应力幅值。

在ASME标准中,通过下面的运算可以求出转轮叶片应力变化幅值。

假设张量 $T(p, k)$ 表示第 k 个叶片在 p 点的各个应力分量,即

$$T(p, k) = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (7.3-1)$$

那么,可以得到对于不同叶片上相同节点上的张量差,即

$$T'(p, i)_{i=1, k}^2 = T(p, i)_{i=1, k} - T(p, j)_{j=1, k} \quad (7.3-2)$$

根据上述的张量差,可以得到下列应力值:

主应力:

$$\sigma'_1(p, l); \sigma'_2(p, l); \sigma'_3(p, l)$$

主应力的差值:

$$S'_{12} = \sigma'_1(p, l) - \sigma'_2(p, l)$$

$$S'_{13} = \sigma'_1(p, l) - \sigma'_3(p, l)$$

$$S'_{23} = \sigma'_2(p, l) - \sigma'_3(p, l)$$

等效应力幅值:

$$\Delta\sigma = \text{Max}\{|S'_{12}|; |S'_{13}|; |S'_{23}|\}$$

2.7.4 水泵水轮机转轮疲劳分析

2.7.4.1 Goodman 曲线方法

如图7.3-34所示,假设疲劳极限是一条经过对称循环变应力的疲劳极限A点和静载的屈服极限B点的直线,或称Goodman曲线。

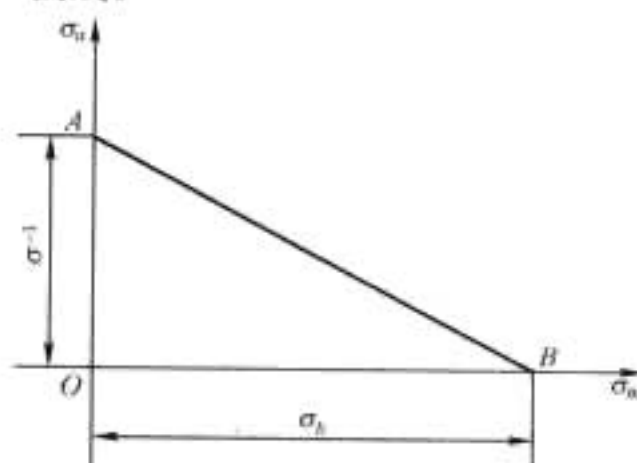


图 7.3-34 Goodman 曲线

如图7.3-35所示,在AB线上的各点,表示将要产生疲劳破坏的临界点,即安全系数等于1的点。今有安全系数 $n>1$ 的应力点 m ,设这个点的不对称系数为 r ,这点一定在 $\triangle OAB$ 里面。连接直线 Om 并延长之,使交AB线于 M 点,则 M 点的不对称系数也等于 r 。这样,我们称 M 点的循环变应力与 m 点的相似。把 M 点的最大应力和 m 点的最大应力之比值,定义 m 点的安全系数 n 。可以证明,在应力条件相似的情况下,最大应力之比,等于应力幅值之比或平均应力之比。因此,如过 m 点作AB直线的平行线 ab ,则 ab 线上任意一点的安全系数 n 等于常数。即 m 点的安全系数,等于 OA 与 Oa 比值。 M 点与 m 点的应力分量,分别为 σ_A 、 σ_M 及 σ_a 、 σ_m 。过点 M 的AB直线方程可写成

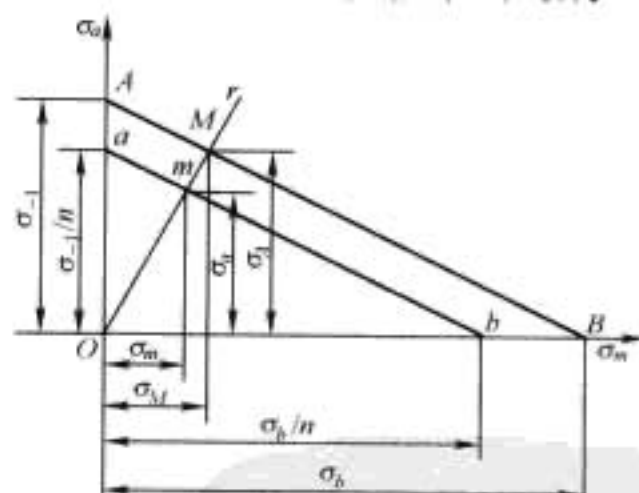


图 7.3-35 Goodman 曲线法

$$\sigma_{-1} = \sigma_A + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_b} \sigma_M \quad (7.3-3)$$

同理,过点 m 的 ab 直线方程可写成

$$\frac{\sigma_{-1}}{n} = \sigma_a + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_b} \sigma_m \quad (7.3-4)$$

因为安全系数 $n = \frac{OM}{Om}$,所以

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_b} \sigma_m} \quad (7.3-5)$$

变应力部分考虑应力集中系数 K_σ 、尺寸系数 ϵ 以及表面系数 β ,最后得

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{\frac{K_\sigma \sigma_a}{\epsilon \beta} + \varphi_\sigma \sigma_m} \quad (7.3-6)$$

式中: φ_a 为平均应力影响系数。

$$\varphi_a = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_0} \quad (7.3-7)$$

2.7.4.2 折线方法

如图 7.3-36 所示, 用经过对称循环变应力的疲劳极限 A 点, 脉动循环变应力的疲劳极限 C 点及静强度极限 B 点的折线, 近似代替 Gerber 抛物线, 写出直线 AC 的方程为

$$\sigma_a = \sigma_{-1} - \frac{2\sigma_{-1} - \sigma_0}{\sigma_0} \sigma_m \quad (7.3-8)$$

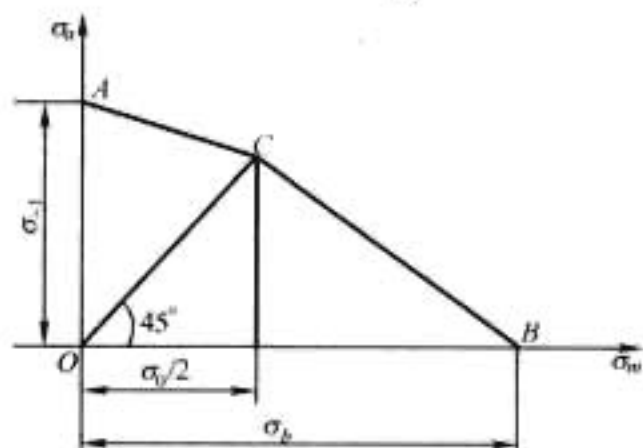


图 7.3-36 折线方法

图 7.3-37 中的 m 点为工作应力点, 连接 Om 线并延长之, 交 AG 线于 M 点, 则安全系数同样是 OM 与 Om 之比值。为此, 过 m 点作直线 AG 的平行线 ag , 因 $\triangle mkg$ 与 $\triangle AIG$ 相似, 则对应边成比例, 得

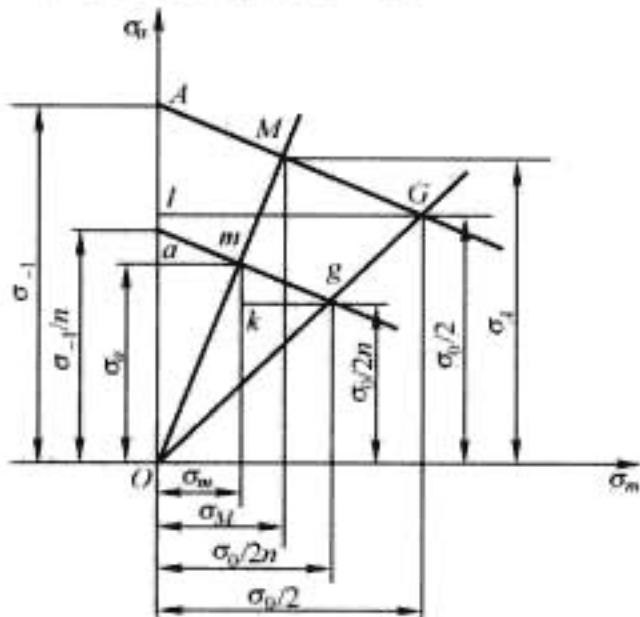


图 7.3-37 折线法安全系数确定

$$\frac{\sigma_a - \frac{\sigma_0}{2n}}{\frac{\sigma_0}{2n} - \sigma_m} = \frac{\sigma_{-1} - \frac{\sigma_0}{2}}{\frac{\sigma_0}{2}} \quad (7.3-9)$$

解得安全系数为 $n = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a + \varphi_a \sigma_m}$, $\varphi_a = \frac{2\sigma_{-1} - \sigma_0}{\sigma_0}$ 。

变应力部分考虑应力集中系数 K_a 、尺寸系数 ϵ 以及表面系数 β , 最后得

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{\frac{K_a \sigma_a}{\epsilon \beta} + \varphi_a \sigma_m} \quad (7.3-10)$$

2.7.4.3 ASME 标准

关于构件的疲劳受命预估以及材料的疲劳极限确定, ASME 标准明确规定。在大多数场合中, 循环次数是容易确定的。每一次循环有启动、正常工作和停机三个阶段组成, 如图 7.3-38 (a) 所示。比较复杂的循环通常发生在应力方向改变的场合, 如图 7.3-38 (b) 所示。有时会有更复杂的循环发生, 如图 7.3-38 (c) 所示。对每一循环都要确定最大应力范围, 即在一次循环中应力强度的最大值与最小值的代数差, 从而求得交变应力幅, 即最大应力范围的一半。根据交变应力幅值, 可以从疲劳曲线图中求出每一应力范围对应的许用载荷循环次数。载荷循环引起的应力幅值不

同时, 应采用线性累积法进行疲劳分析。

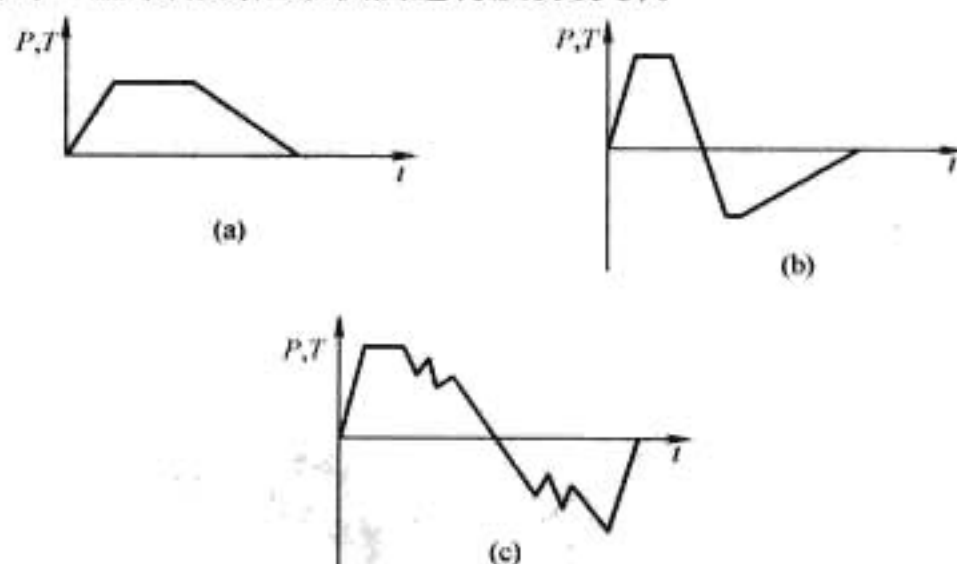


图 7.3-38 水泵水轮机工作循环曲线
(a) 正常工作应力循环; (b) 发生应力方向改变的循环; (c) 复杂应力循环

线性疲劳累积损伤理论是指在循环载荷下, 疲劳损伤是可以线性地累加的, 各个应力之间相互独立和互不相关, 当累加的损伤达到某一数值时, 试件或构件就发生疲劳破坏。线性累积损伤理论中典型的是 Palmgren-Miner 理论, 简称 Miner 理论。Miner 理论对于三个问题的回答如下:

(1) 一个循环造成的损伤

$$D = \frac{1}{N} \quad (7.3-11)$$

式中: N 为对应于当前载荷水平 S 的疲劳寿命。

(2) 等幅载荷下, n 个循环造成的损伤

$$D = \frac{n}{N} \quad (7.3-12)$$

变幅载荷下, n 个循环造成的损伤

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_i} \quad (7.3-13)$$

式中: N_i 为对应于当前载荷水平 S_i 的疲劳寿命。

(3) 临界疲劳损伤 D_{CR} : 若是变幅疲劳载荷, 显然当循环载荷的次数 n 等于其疲劳寿命 N 时, 疲劳破坏发生, 即 $n = N$, 得到

$$D_{CR} = 1 \quad (7.3-14)$$

Miner 理论是一个线性疲劳累积损伤理论, 它没有考虑载荷次序的影响, 而实际上加载次序对寿命的影响较大, 对此已有了大量的试验研究。对于二次或者很少几级加载的情况下, 试验件破坏时的临界损伤值 D_{CR} 偏离 1 很大。对于随机载荷, 试验件破坏时的临界损伤值 D_{CR} 在 1 附近, 这也是目前工程上广泛采用 Miner 理论的原因。

运用 ASME 标准对水泵水轮机转轮进行疲劳分析, 首先应知道下述 3 种情况下的应力变化幅值。

- 第一种情况: $\begin{cases} \text{机组停机} \rightarrow \text{额定转速没有水压力} \\ \text{机组停机} \rightarrow \text{正常运行工况} \\ \text{额定转速没有水压力} \rightarrow \text{正常运行工况} \end{cases}$
- 第二种情况: 正常运行
- 第三种情况: $\begin{cases} \text{机组停机} \rightarrow \text{飞逸工况} \\ \text{机组停机} \rightarrow \text{正常运行工况} \\ \text{飞逸工况} \rightarrow \text{正常运行工况} \end{cases}$

其次, 分别求出上述 3 种情况下应力变化幅值; 第三, 分别求出上述应力变化幅值情况下的疲劳循环次数; 第四, 在求出转轮 1 年内累计损伤数, 预估转轮的疲劳使用寿命。

从上面的论述可知, 运用 ASME 标准估算水泵水轮机转轮的疲劳寿命时, 可以比较充分地考虑机组的实际运行情况, 与运用安全系数方法考核转轮的疲劳强度相比, 该方法更加接近实际情况。

2.7.5 水泵水轮机转轮动态特性分析

2.7.5.1 力学模型的选取及边界条件的确定

选取一个完整的转轮作为分析计算模型,如图 7.3-39 所示。分析时约束主轴法兰与上冠连接螺栓分布圆半径上相应节点的切向和轴向自由度,如图 7.3-40 所示。



图 7.3-39 分析计算模型



图 7.3-40 约束处理

2.7.5.2 分析结果后处理

众所周知,水泵水轮机的转轮是工作在水中的,由于水的附加质量影响,使转轮在水中的固有频率小于转轮在空气中的固有频率。一般情况下,转轮在水中的固有频率下降系数与转轮叶片的翼型,转轮振动的模态有关。转轮在水中的固有频率可根据相应的软件求出,但多数情况下目前仍采用下降系数方法求出转轮在水中的固有频率值。

振动包括主频为 $(Z_g \times N)$ 的各种谐波和主频为 $(n \times Z_g \times N)$ 的高次谐波, Z_g 为导叶数, N 为转轮转速, n 为任意整数。

转轮叶片与导叶之间的干扰将以一定的相位失真和时间滞后出现在转轮周边处,相位滞后由 Z_g 和转轮叶片数 Z_r 组合确定。

转轮叶片与导叶间的相互干扰产生的激振力将引起某些振型,该振型具有一定数目的绕转轮轴向旋转的径向节点。具有不同数目的径向节点的振型的例子如图 7.3-41 所示。

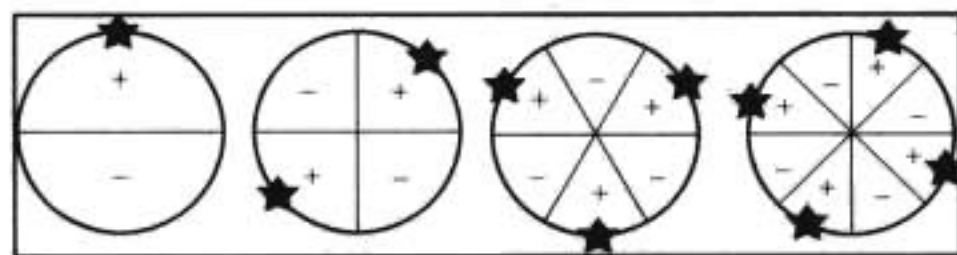


图 7.3-41 不同数目径向节点振型

径向节点数 K 是由组合 Z_g 和 Z_r 给出的。

作用在转轮上的水力干扰激振力的几个谐振频率由式 (7.3-15) 给出

$$f_r = n \times Z_g \times N \quad (7.3-15)$$

转轮以上述频率被迫振动。如果把有 k 个径向节点的振动记为 X_k , 那么频率为 f_r 的转轮的振动将用式 (7.3-16) 表达, 即作为不同径向节点的振型总和

$$X = \sum_{k=0}^{\infty} X_k \quad (7.3-16)$$

图 7.3-42 大致表明了转轮叶片和导叶之间的关系。作

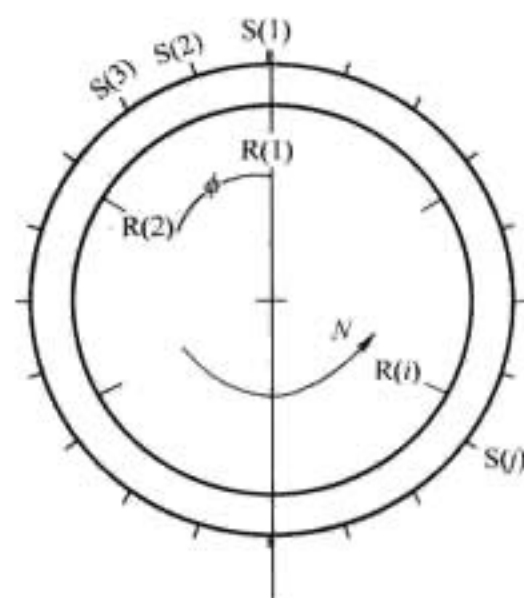


图 7.3-42 叶片和导叶关系

用在 $R(1)$ 叶片上的激振力产生的具有 k 个径向节点的转轮振动如式 (7.3-17) 所示

$$X_k = A [\cos k\phi] \{\sin 2\pi f_r t\} \quad (7.3-17)$$

同样, 第 i 个叶片激振力引起的转轮振动 $R(i)$ 表示如下, 必须考虑由叶片 $R(i)$ 到第 j 个导叶 $S(j)$ 所滞后的时间

$$X_{ki} = A [\cos k(\phi - \phi_i)] \{\sin 2\pi f_r [t - (\theta_j - \phi_i) / 2\pi N]\} \quad (7.3-18)$$

式中: ϕ_i 为固定在转轮上的坐标的叶片 $R(i)$ 位置的角坐标, 并可写成

$$\phi_i = 2\pi(i-1)/Z_r \quad (7.3-19)$$

θ_j 也表示固定在转轮上的坐标中的导叶 $S(j)$ 的位置, 它可以写成

$$\theta_j = 2\pi(j-1)/Z_g \quad (7.3-20)$$

将式 (7.3-20) 和式 (7.3-15) 代入式 (7.3-18) 中

$$X_{ki} = A [\cos k(\phi - \phi_i)] \{\sin 2\pi f_r [t + \phi_i / 2\pi N]\} \quad (7.3-21)$$

因此, Z_r 个叶片的转轮受到激振时, 产生的 k 个径向节点振动如下所示

$$X_k = \sum_{i=1}^{Z_r} X_{ki} = \sum_{i=1}^{Z_r} A [\cos k(\phi - \phi_i)] \{\sin 2\pi f_r [t + \phi_i / 2\pi N]\} \quad (7.3-22)$$

式 (7.3-19) 代入式 (7.3-22)

$$X_k = \left(\frac{A}{2}\right) \sum_{i=1}^{Z_r} \{\sin[(2\pi f_r t - k\phi) + 2\pi(i-1)(nZ_g + k)/Z_r] + \sin[(2\pi f_r t + k\phi) + 2\pi(i-1)(nZ_g + k)/Z_r]\} \quad (7.3-23)$$

该式是众多不同相尾流的叠加。相加后可以得到

$$X_k = \left(\frac{A}{2}\right) \{C_1 \sin[(2\pi f_r t - k\phi) + \pi(Z_r - 1)(nZ_g + k)/Z_r] + C_2 \sin[(2\pi f_r t + k\phi) + \pi(Z_r - 1)(nZ_g - k)/Z_r]\} \quad (7.3-24)$$

式中:

$$C_1 = [\sin \pi(nZ_g + k)] / [\sin \pi(nZ_g + k)/Z_r] \quad (7.3-25)$$

$$C_2 = [\sin \pi(nZ_g - k)] / [\sin \pi(nZ_g - k)/Z_r] \quad (7.3-26)$$

式 (7.3-24) 右边第一项表示激振频率在转轮上正向振动, 第二项是反向振动。因为 $(nZ_g \pm k)$ 是整数, 所以, 振幅值常数 C_1 和 C_2 的分子永远为零。如果 C_2 和 C_1 的分母 $\sin[\pi(nZ_g \pm k)/Z_r]$ 不为零, 式 (7.3-24) 的 X_k 为零。有 k 个径向节点的振动就不能在转轮上被激发起来。反之, 只有在 C_1 和 C_2 的分母为零时, 才能产生 k 个径向节点的振动。这由下面条件给出

$$nZ_r \pm k = mZ_r \quad (7.3-27)$$

式中: m 为任意整数。

在式 (7.3-27) 中, C_1 和 C_2 的值是不确定的。当 X 收敛于 m , 计算 $[\sin \pi (Z_r X) / n \pi X]$ 的极限, 才能得到 C_1 和 C_2 的值。其值为 $\pm Z_r$, 其中正号代表 $m(Z_r - 1)$ 偶数项, 负号代表 $m(Z_r - 1)$ 奇数项。所以, 满足式 (7.3-27) 时, 式 (7.3-24) 变成

$$X_k = \left(\frac{A}{2}\right) Z_r [\sin(2\pi f_r t - k\phi) + \sin(2\pi f_r t + k\phi)] \quad (7.3-28)$$

如果从固定坐标系观察上述振动, 将 $\phi = \theta - 2\pi N t$ 代入上式得到

$$\begin{aligned} X_k &= \left(\frac{A}{2}\right) Z_r \{ \sin [2\pi(f_r + kN)t - k\theta] + \sin [2\pi(f_r - kN)t + k\theta] \} \\ &= \left(\frac{A}{2}\right) Z_r \{ \sin [(2\pi f_s - k\theta)] + \sin [(2\pi f_s + k\theta)] \} \end{aligned} \quad (7.3-29)$$

式中:

$$\begin{aligned} f_s &= f_r \pm kN = (nZ_r \pm k)N \\ &= mZ_r N \end{aligned} \quad (7.3-30)$$

即, 在固定坐标系观察振动时, 好像是以 $(mZ_r N)$ 频率振动。

尽管上述的理论研究是对转轮的振动进行的, 但同样也可以应用于由转轮和导叶间的干扰引起的压力脉动。所以, 式 (7.3-30) 提供的频率也代表了水泵水轮机固定部分的振动频率。

如上所述, 水力干扰引起的振动的方式是绕转轮的轴线旋转。对于旋转坐标这种振型下的角速度为 $\pm (f_r/k)$, 对于固定坐标则为 $\pm (f_s/k)$, 正号表示方向同转轮转动方向一致, 负号则相反。

当频率 f_r 同有 k 个节点的转轮固有频率一致时, 就会发生转轮共振。

转轮在水中的固有频率除要避开上述频率外, 还应避开转轮上冠和下环反向振动的频率, 如图 7.3-43 所示。

综上所述, 影响转轮振动的激振频率主要有: 机组的旋转频率; 导叶个数与机组旋转频率的乘积; 转轮上冠、下环反向振动的频率等。

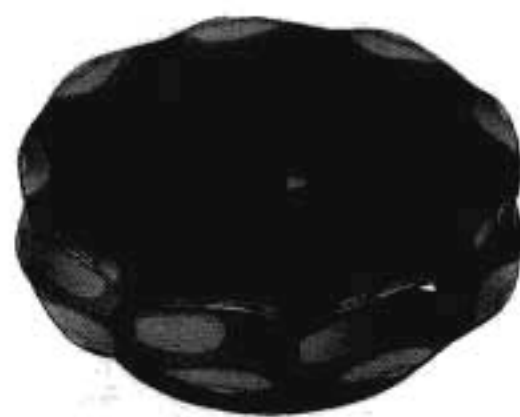


图 7.3-43 转轮上冠和下环反向振动

3 水泵水轮机轴承设计

3.1 轴承结构型式和使用条件

水泵水轮机导轴承为稀油润滑轴承, 导轴承结构有可调整的分块瓦和筒式结构两种型式, 与常规机组不同的是它需要满足两个旋转方向上有相同的特性, 必须有足够的强度和刚度, 能够承受水泵水轮机运行中可能出现的最大转速、转速变化和最大径向作用力。

从实际使用情况看, 分块瓦和筒式结构的轴承在水泵水轮机上都有广泛的使用业绩, 不同的制造厂有不同的选择, 如 GE-Kvnerner 的设计一般均采用筒式, 日本公司一般均采用分块瓦轴承, 而其他公司对这两种结构轴承都采用。近年采用稀油润滑筒式轴承的水泵水轮机有广州抽水蓄能电站一期, 天荒坪、青松 (韩国)、桐柏等抽水蓄能电站; 采用稀油润滑分块瓦轴承的水泵水轮机有十三陵、回龙、白山、白莲河等抽水蓄能电站。

3.1.1 稀油润滑筒式轴承 (如图 7.3-44 所示 GE-Kvnerner 设计的青松水泵水轮机水导轴承)

水泵水轮机稀油润滑筒式轴承, 由于要满足双向运转的要求, 轴瓦的结构与常规水轮机不同, 瓦面上不设斜向的上油槽, 油循环一般采用毕托管上油。Kvnerner 公司设计的轴瓦结构为周向分 4 段抛物线规迹瓦面, 主轴旋转时与瓦面间形成稳定的 4 个油楔, 承受径向载荷。轴承润滑采用自循环润滑方式, 运行时通过下部转动油盆旋转, 热油由毕托管泵至冷却器, 经冷却后, 再至上油箱, 再由上油箱以重力自流入轴瓦内, 再从轴瓦底部的喉口间隙到转动油盆, 如此往复不止。

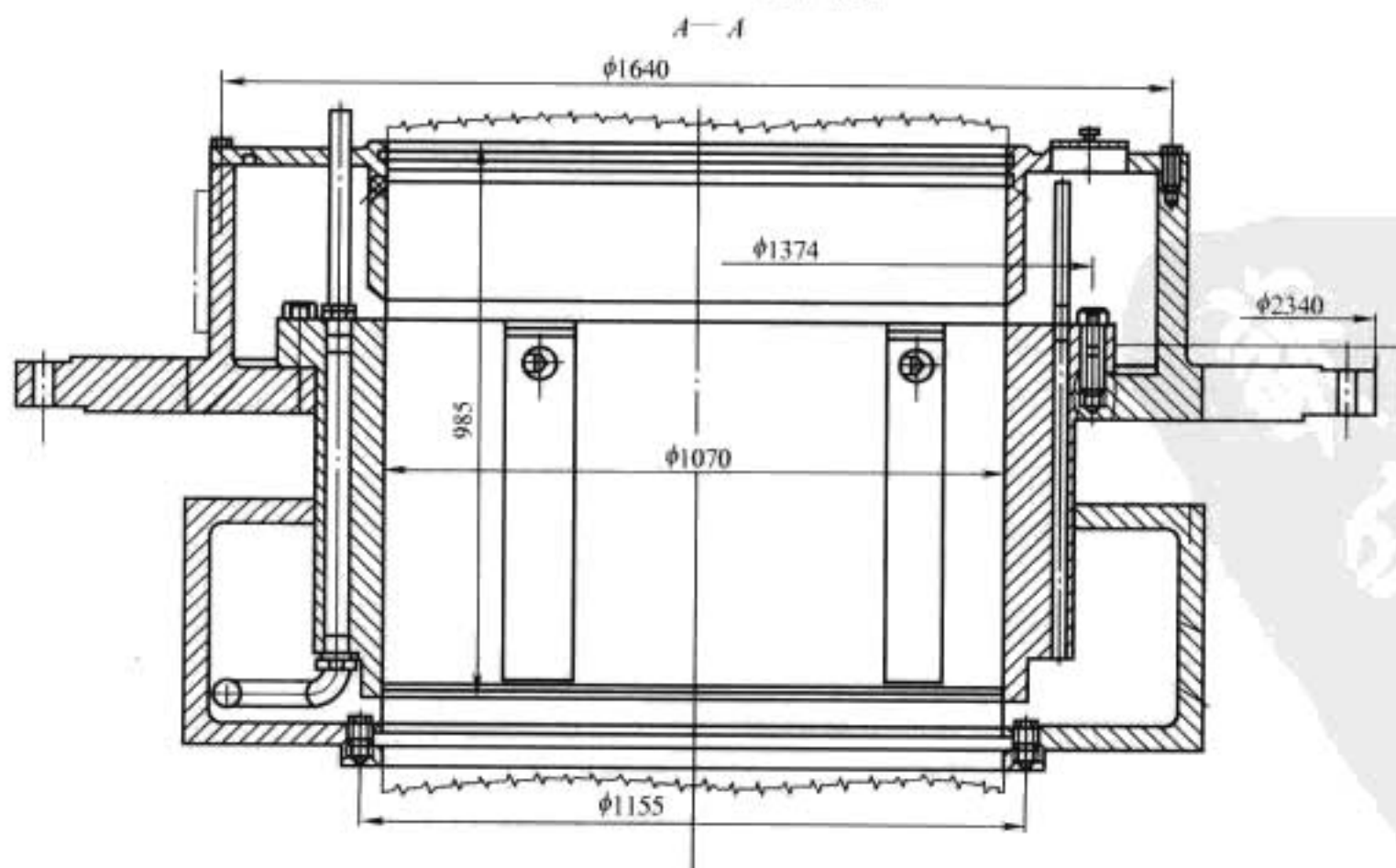


图 7.3-44 青松抽水蓄能电站水泵水轮机水导轴承 (GE-Kvnerner 公司)

筒式轴承的优点是：①结构紧凑，轴瓦瓦面与大轴的相对线速度小，摩擦损耗较小，大轴的结构简单（不需要轴领）；②轴瓦与大轴的间隙稳定，径向刚度好；③容易实现自循环外冷方式。不足之处是：①轴瓦与大轴的间隙不便调节，轴瓦的加工难度较大，精度要求较高；②为满足毕托管自循环要求，机组的转速不能过低。故筒式轴承一般适用于中、高水头的水泵水轮机。

3.1.2 稀油润滑分块瓦轴承

稀油润滑分块瓦轴承的结构简单，调整方便，运行安全稳定，适用于各种水头下的水泵水轮机，因而近年来被越来越广泛地采用。

分块瓦轴承通常环绕轴身布置8~12块浮动轴瓦，为满足主轴双向旋转的需要，轴瓦采用中心支顶；瓦面与轴身间间隙的调整，采用楔子板式或抗重螺栓式结构的较多，也有采用调整垫片调整的。由于楔子板结构容易调整，并且运行中间隙稳定，故近年来被广泛采用。轴瓦浸油高度一般是瓦

高的 $1/2 \sim 1$ ，润滑油一般采用TSA-46，有时为满足润滑冷却的需要，在承载能力够的情况下，也有采用TSA-32润滑油。油的循环有自循环和强迫循环（泵循环）两种型式，油的冷却有内冷却和外冷却两种方式，在设计时，根据轴承的使用条件、布置要求等确定。目前随着水泵水轮机向高水头、高转速、大容量发展趋势，为提高轴承运行可靠性，方便检修维护，采用外循环（外置泵）外冷却（外置冷却器）的轴承在增多。

稀油润滑分块瓦轴承的结构简单，调整方便，运行安全稳定，适用于各种水头下的水泵水轮机，因而近年来被越来越广泛地采用。不足之处是它需要较大的布置空间，采用外冷方式实施起来较复杂。一般较小的机组布置难度较大。

图7.3-45是常见的稀油润滑内冷自循环分块瓦轴承结构。图7.3-46是欧洲公司典型的稀油润滑外冷循环分块瓦轴承结构示意图。

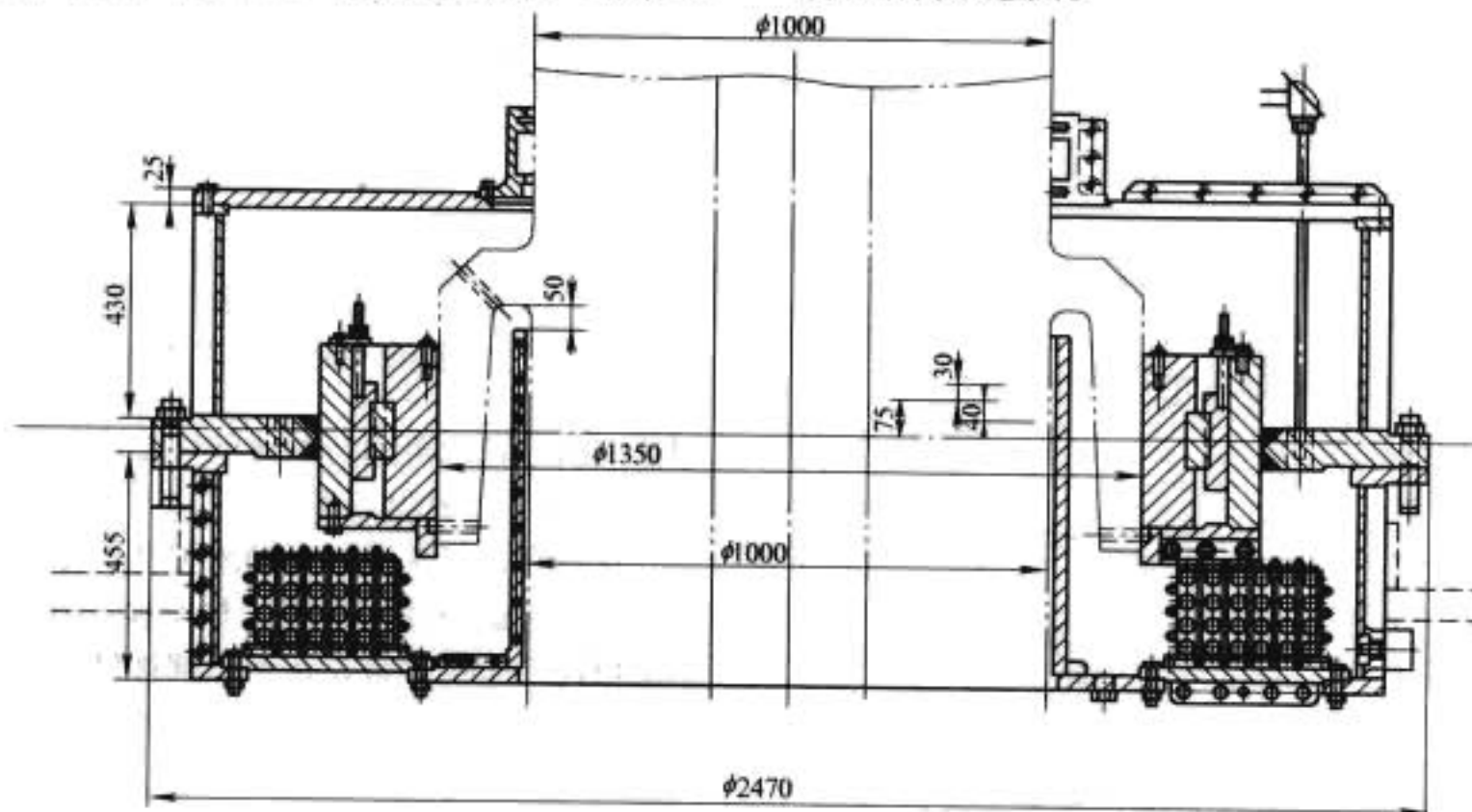


图 7.3-45 白山抽水蓄能电站水泵水轮机水导轴承装配

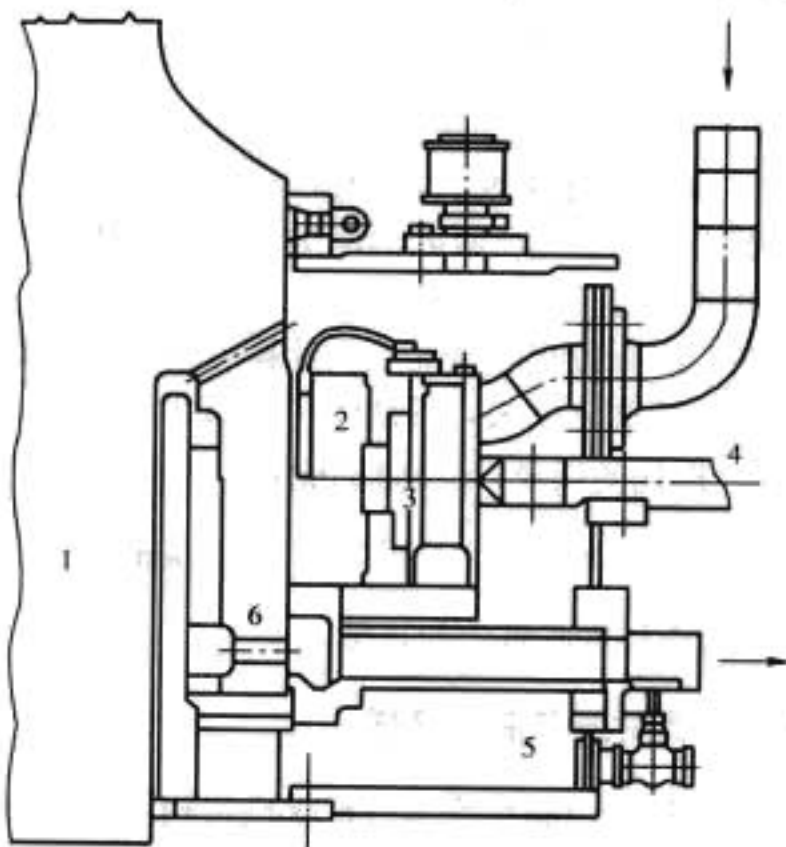


图 7.3-46 稀油润滑外冷循环分块瓦轴承结构示意图

3.2 分块瓦轴承设计参数的选取

(1) 轴瓦数 Z : 8, 10, 12, 16, 24 (一般机组选取 8, 10, 12)。

(2) 轴瓦宽度 B 与轴瓦高度 L 比: $B/L = 0.8 \sim 1.2$ (初算时一般取 1)。在周向轴瓦覆盖轴领的面积通常不超过

70%，以免影响相邻轴瓦之间的冷热油循环。

(3) 单块轴瓦可能承受的最大载荷: $F_p = (0.5 \sim 0.7) F$, F 为轴承承受的全部径向载荷。具体可根据载荷分布计算出来。一般情况，采用 12 块瓦时，单块轴瓦可能承受的最大载荷为 $0.5F$ ；采用 8 或 10 块瓦时，单块轴瓦可能承受的最大载荷 $0.7F$ 。

(4) 轴承瓦面的比压: 3MPa。

(5) 轴承的支顶位置: 瓦面中心。

(6) 轴瓦滑动面半径 R_2 : 为获得合适的油膜刚度， R_2 一般约为 $(1.02 \sim 1.025) R_1$, R_1 为主轴滑动面半径。

(7) 轴承安装间隙 (单侧): 0.1~0.25mm。

3.3 轴承计算

轴承设计需对轴承的载荷、承载能力、冷却和循环进行分析计算，大多数公司都有自己成熟的计算方法和标准的计算程序，并依据经验给出判定标准。

3.3.1 轴承所承受的载荷

立式机组水导轴承主要承受机组运行过程中所产生的水力不平衡力、机械不平衡力和发电机的电磁不平衡力，使机组轴线在规定数值范围内摆动。这些力大多采用经验公式进行估算。

(1) 水力不平衡力 F_h 。

近似认为该径向力是导水机构圆柱面上水流总作用力的1/100, 即

$$F_h = 0.01\pi D_0 b_0 H \gamma \quad (7.3-31)$$

式中: D_0 为导叶分布圆直径, m; b_0 为导叶高度, m; H 为计算水头, m; γ 为水的密度。

(2) 转轮静平衡残余不平衡力矩所产生的径向力 F_m

$$F_m = B_m m \omega^2 \quad (7.3-32)$$

式中: B_m 为转轮残余不平衡力矩系数 (IEC 标准取 6.3 级); m 为转轮质量; ω 为机组转速。

(3) 轴承安装间隙所产生的径向力 F_j 。轴承安装间隙一般为 0.1~0.25 mm。因轴承安装间隙允许主轴轴线偏移旋转在转轮上产生的不平衡径向力 F_j 为

$$F_j = m J_r \omega^2 (L_1 + L_2) / L_1 \quad (7.3-33)$$

式中: m 为转轮质量; ω 为机组转速; J_r 为轴承安装间隙; L_1 , L_2 如图 7.3-47 所示。

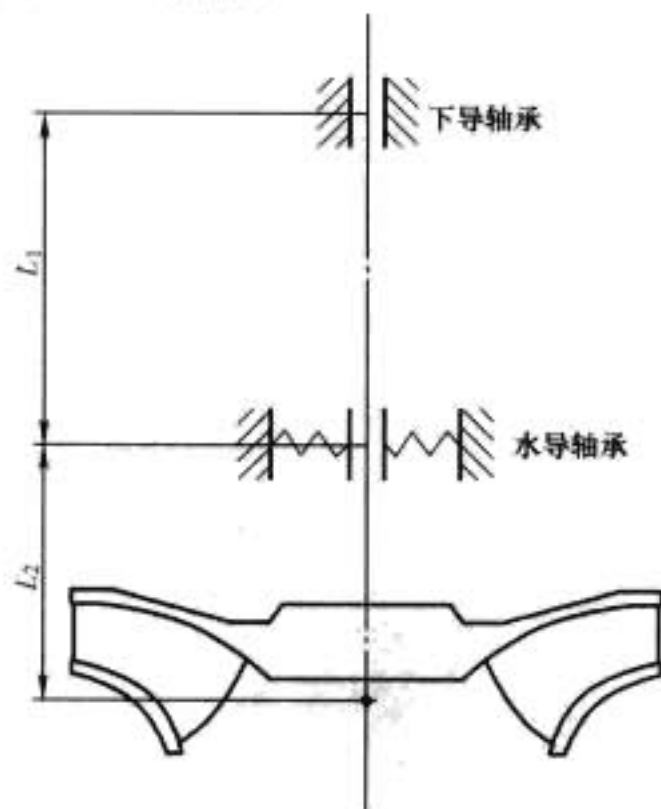


图 7.3-47 轴承载荷计算示意图

(4) 发电机电磁不平衡力在水导上的作用力 F_e 。该力由发电机设计给出。

(5) 轴承所承受的径向力 F , 按最保守考虑以上各个力均作用在同一方向, 则

$$F = F_h + F_m + F_j + F_e \quad (7.3-34)$$

3.3.2 分块瓦轴承的润滑计算

(1) 轴承瓦面的最大比压 $p = 4F / ZBL$ 。

(2) 滑转子外缘额定周边速度 $v_N = 2\pi R l n_r / 60$ 。

(3) 油的温升 $\Delta t = 10^{-6} 47 p / qrc$, p 为轴承瓦面的最大比压; q 为容积系数, 按 B/L 值查表; r 为润滑油的密度, kg/cm^3 ; c 为润滑油的热容量, $\text{kcal}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

(4) 最小油膜厚度 $h_{\min} = 2.45 (D \lambda v_N L / p)^{1/2}$, D 为负载系数, 按 B/L 值查, 如图 7.3-48 所示; λ 为润滑油的黏度, $\text{kg} \cdot \text{s}/\text{m}^2$ 。

(5) 轴承的损耗 $P(\theta) = 10^{-3} ZBL \eta \lambda v_N^2 (D)^{1/2} / h_{\min}$, kW, 在冷却器选择时, 一般再加 50% 的余量。

(6) 水导轴承主要润滑参数推荐判断标准。轴承瓦面比压 $p \leq 3\text{MPa}$; 轴承油温升 $\Delta t \leq 20^\circ\text{C}$; 最小油膜厚度 $h_{\min} = 0.04 \sim 0.06\text{mm}$ 。

3.3.3 轴承的冷却计算

知道了轴承的功耗, 冷却器的选择是比较容易的。但通常标书要求正常工况冷却器中断情况下, 轴承应安全运行 15min 以上, 在飞逸工况有冷却器情况下轴承应运行 5min 以上, 轴瓦最高允许瓦温 70°C 。

故轴承的冷却计算考虑两种情况, 一是在正常运行时冷

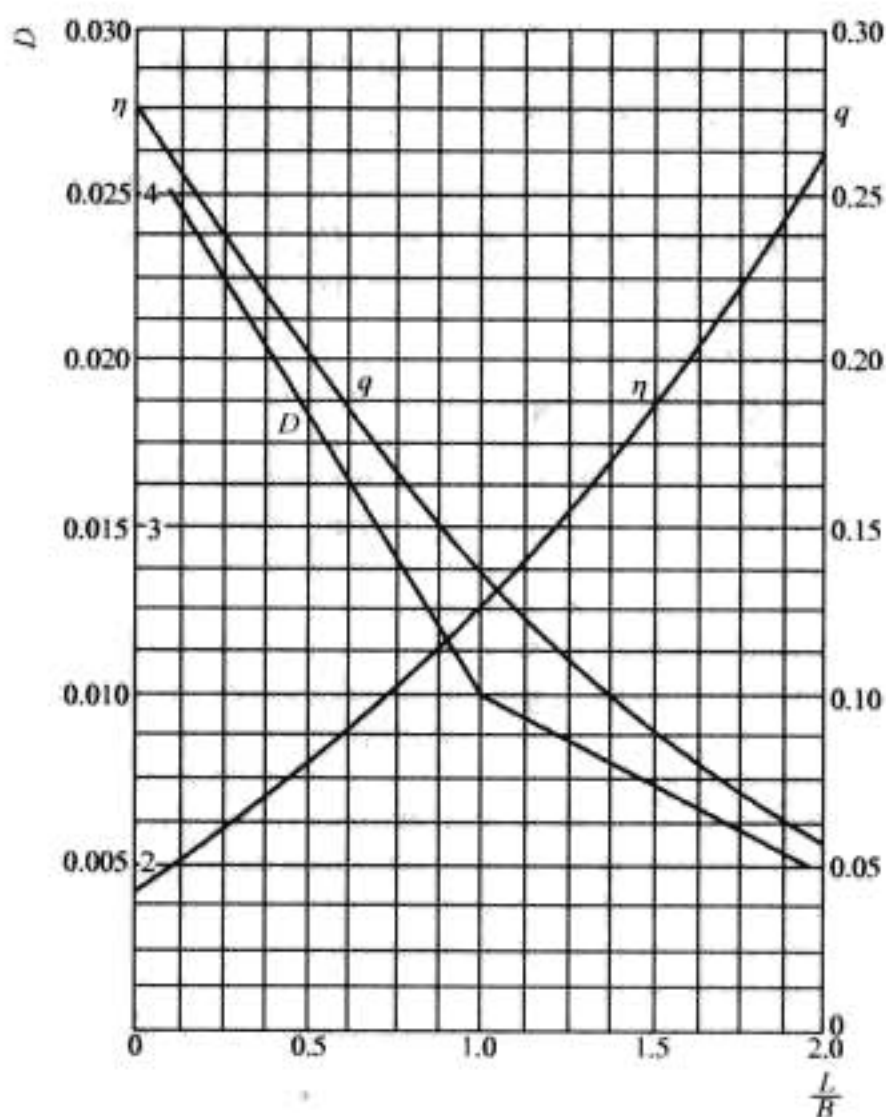


图 7.3-48 负载系数 D 、摩擦系数 η 、容积系数 q 与比值 L/B 的关系

却器中断, 轴承可运行的时间; 二是在飞逸工况有冷却器情况下轴承可运行的时间。

在正常运行工况时, 轴承损耗产生的热量都被冷却器带走, 没有考虑与周围环境的热交换。在冷却器中断情况下, 轴承损耗产生的热量, 认为全部被轴承油箱的油及油浸没的金属部分所吸收, 不考虑与主轴及轴承外部空气所发生的热交换

$$\left. \begin{aligned} \text{损耗的能量} &= \text{吸收的能量} \\ \int_0^{\Delta t} P(\theta) dt &= \int_0^{\Delta t} \Sigma MC d\theta \end{aligned} \right\} \quad (7.3-35)$$

式中: $P(\theta)$ 为由于轴瓦温度变化所散失在轴承油箱内的能量; ΣMC 为轴承油箱的油及油浸没的金属所吸收的能量的总和 (一般不计算金属所吸收的能量, 这部分能量可考虑为计算的安全余量)。

在飞逸工况有冷却器情况下, 计算时假定冷却器所吸收的热量与油温的变化无关, 只是时间的函数

$$\left. \begin{aligned} \text{损耗的能量} &= \text{吸收的能量} \\ \int_0^{\Delta t} P(\theta) dt &= \int_0^{\Delta t} \Sigma MC d\theta + \int_0^{\Delta t} P_{HE} dt \end{aligned} \right\} \quad (7.3-36)$$

式中: P_{HE} 为冷却器所吸收的热量。

3.4 轴承主要材质与制造要求

轴承主要材质与制造要求与常规机组相同, 瓦块通常采用铸钢 20SiMn 整圆铸造, 加工燕尾槽, 然后分割成若干等份。瓦面采用铅基合金 (ZChPbSb16-16-2) 或锡基轴承合金 (ChSnSb11-6), 粗加工或精加工的浇筑层应进行超声波探伤和表面着色探伤检查。轴瓦面粗糙度 0.8。

4 主轴密封

4.1 水泵水轮机主轴密封的运行条件和一般要求

水泵水轮机主轴密封的运行条件复杂: ①水泵水轮机吸

出高度较常规水轮机大,有时可达 -70m ,抽水蓄能电站运行时上、下水库水位变化大而且频繁,这使得主轴密封前的压力较高而且变化较大。②机组运行工况复杂,启动频繁,发电和抽水时密封腔内的介质是水;水泵压水启动和调相运行时密封腔内的介质是气;工况转换时主轴密封前的压力变化大。③机组双向旋转,而且一般转速较高,主轴密封处的运行切向线速度较高($30\sim 50\text{m/s}$)。④高水头水泵水轮机的厂房在地面以下较深处,所以要求无论机组在停机状态或运行状态,主轴密封均应投入,主轴密封的故障可能导致水淹厂房的严重后果。

水泵水轮机主轴密封的设计和制造应满足上述苛刻的运行条件,为此一般要求为:①主轴密封不仅应有良好的封水性,并应兼具良好的封气性,应能保证密封面在各种复杂工况变化时的良好配合;②应有较大的结构刚度,以适应各种复杂工况变化时的冲击压力;③密封结构应使密封副具有自补偿性;④密封副材料应有良好的耐磨性,最好兼有自润滑性能;⑤密封抗磨环表面应具有较高硬度及应可方便更换。如采用径向结构型式时,在主轴上需装设一个可更换的不锈钢衬套以避免主轴的磨损;⑥密封副的接触面要求通清洁润滑冷却水,水压应满足封水压力较高的要求;⑦检修密封的要求也有同样的封水压力高的问题,一般的橡胶空气围带式密封圈已不能满足要求,需采用新的结构,如水压式实心橡胶密封圈等。

4.2 主轴密封的结构类型

近年水泵水轮机主轴密封结构一般采用自补偿面接触密封的结构型式,按密封元件自补偿方向划分,主要有径向端面式、轴向端面式两种;也有采用特殊盘根密封结构的机组。国内应用径向自补偿式密封的抽水蓄能电站有回龙、白山、西龙池等;应用轴向自补偿式密封的抽水蓄能电站有十三陵、广州、宝泉、白莲河、惠州、黑麋峰、呼和浩特、蒲石河等;日本三菱公司设计的水泵水轮机组一般采用特殊盘根密封结构。

4.2.1 自补偿径向式主轴密封

4.2.1.1 自补偿径向式主轴密封结构

径向式自补偿面接触密封的结构如图 7.3-49 和图 7.3-50 所示,一般采用三层分段自补偿径向密封,每层由 6~12 块相接触扇形密封瓦块组成,密封块环抱旋转轴径,外部箍有不锈钢弹簧以确保密封面的良好配合和自补偿性能。密封副一般选用表面硬度较高的马氏体不锈钢衬套(旋转件)对高分子耐磨材料(固定件);密封副通有清洁水润滑和冷却,并在压气时形成水封。径向式密封的结构相对简单,布置紧凑,便于运行、维护及更换

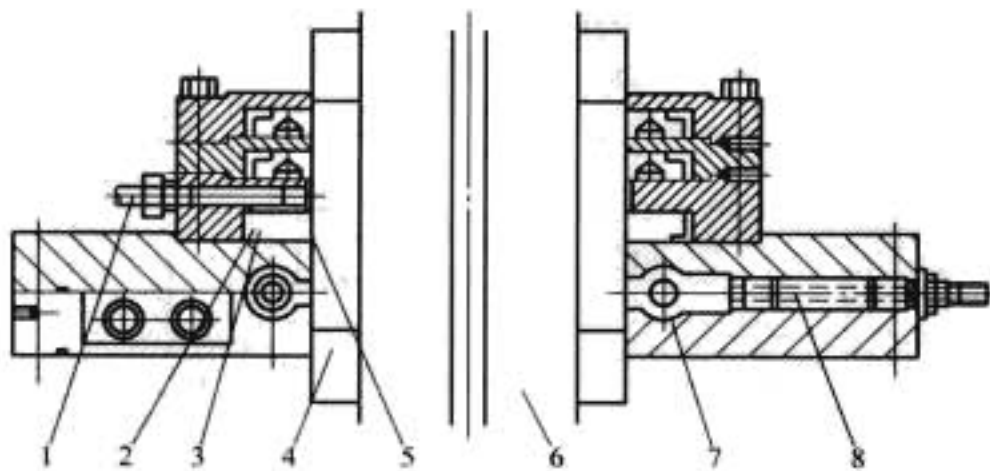


图 7.3-49 径向式主轴密封基本结构

1—压力水管; 2—弹簧; 3—托块;

4—主轴衬套; 5—扇形密封块;

6—主轴; 7—检修密封; 8—压力气管

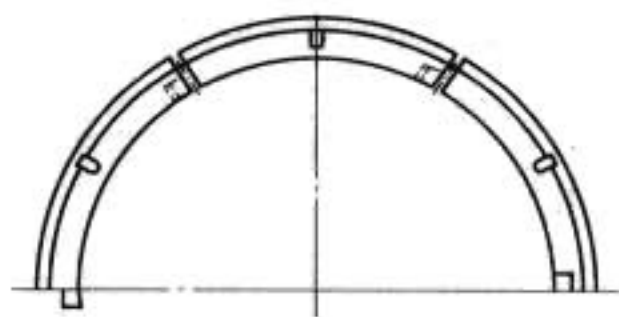


图 7.3-50 径向式密封扇形瓦结构和布置
(搭接方式)

密封件,轴向自由度大。不足是需在主轴上设置一个可更换的马氏体不锈钢衬套,而且对衬套的磨损不易修复和更换,密封件制造成本高。

日本日立、东芝公司采用此型式密封,密封材料采用碳精环和合成树脂环结合的形式,第一级(底层)采用合成树脂密封使之具有较好的抗泥沙能力,其余采用碳精环,每级碳精密封上均设有深槽,以便引入冷却水。此密封形式曾在加拿大 GE 公司设计的清江隔河岩机组上应用,效果很好。回龙和白山机组上每层采用的材料均是具有摩擦系数低、较高的弹性和强度、优良的耐磨性能的高分子材料,在电站运行中,取得了成功。

4.2.1.2 自补偿径向式主轴密封的设计

(1) 密封压力。密封压力是指扇形块应获得的用于克服其与轴径间的漏水压力而实现密封作用的径向力。密封压力由弹簧力和密封水(电站提供的引至扇形块背侧的清洁压力水)压力的合力提供。

1) 密封水压力的选取。一般应大于密封装置前被密封的水的压力,即有

$$p_2 = K \times p_1 \quad (7.3-37)$$

式中: p_2 为引入密封装置的密封水压力, MPa; p_1 为密封装置前被密封的水的压力, MPa; K 为系数,推荐 K 取 $1.15\sim 1.2$ 。

2) 弹簧力。弹簧的设置目的主要用于提供安装、停机时的初始“抱紧力”,使扇形块能够正确就位,即径向抱紧轴衬,轴向使密封块单侧泄压间隙为零(即使得扇形块背压面与金属支架靠紧),从而使密封水能够有效建立起密封压力。弹簧力在机组运行中的作用是在主轴振动中随时保证扇形块环抱轴衬,从而保证密封水能够始终建立起稳定的密封压力。弹簧径向力设计不考虑克服密封副间轴向漏水压力作用于扇形块上形成的径向力。其选取原则是当扇形块达到最大补偿量时,弹簧径向力最小值对扇形块形成的轴向分力能够克服扇形块重力(忽略浮力作用)并略有裕量。有

$$T \times \cos\theta = K \times M_s \times g \quad (7.3-38)$$

式中: T 为扇形块达到最大补偿量时作用于单块扇形块上的弹簧径向力, N; θ 为弹簧力与主轴轴线间的锐角角度值; K 为系数,推荐 K 取 $1.15\sim 1.2$; M_s 为单块扇形块质量, kg; g 为重力加速度, m/s^2 。

(2) 密封补偿设计。为保证扇形块磨损后的自动补偿,扇形块之间的搭接需留有允许其径向补偿的“补偿间隙”,

间隙值根据补偿量换算确定。有

$$B = 2\pi a / Z \quad (7.3-39)$$

式中: B 为补偿间隙值, m ; a 为单边径向补偿量, m ; Z 为扇形块数量。

扇形块的搭接可以有图 7.3-51 中所示 A、B、C 三种形式, 由于密封水和漏水的压力都是沿轴向向上递减的, 即总漏水方向向上, A 形式漏水量将大于 B 形式。在 B 形式基础上进一步优化, 采用如图中 C 方式搭接, 则又使漏水量进一步减小。

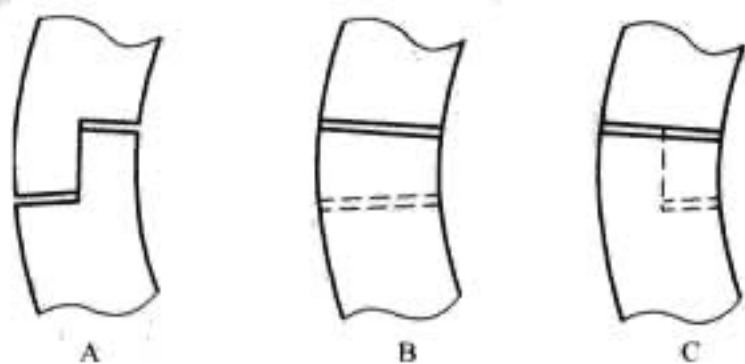


图 7.3-51 扇形块搭接

(3) 密封泄漏分析。考虑径向、轴向、动态间隙等因素, 总泄漏量 Q 的估算为

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (7.3-40)$$

式中: Q_1 为沿扇形瓦径向间隙的泄漏量, m^3/s ; Q_2 为沿密封副相对滑动面平均间隙的轴向泄漏量, m^3/s ; Q_3 为沿密封副相对滑动面动态不稳定间隙的轴向泄漏量, m^3/s 。

其中

$$Q_1 = \sqrt{\frac{\Delta p 2g A_g^2}{\gamma(0.5 + 0.0875L)}} \quad (7.3-41)$$

$$Q_2 = \frac{\pi D}{12\mu} \frac{\Delta p}{h} h_0^3 \quad (7.3-42)$$

$$Q_3 = \frac{\pi h_0^3}{6\mu} \frac{\Delta p}{\ln \left[\frac{\frac{D}{2} + W}{\frac{D}{2}} \right]} \quad (7.3-43)$$

式中: Δp 为扇形瓦轴向压差, Pa ; g 为重力加速度, $g = 9.81$; A_g 为扇形瓦搭接处轴向间隙的过流面积, m^2 ; γ 为单位体积水重力, $\gamma = 9810N$; L 为水流垂直流过截面积为 A_g 的间隙泄漏所经过的路径长度, m ; D 为轴径与扇形瓦之间旋转滑动面处直径, m ; μ 为水的动力黏度, $30^\circ C$ 时 $\mu = 7.89 \times 10^{-4}$; h 为扇形瓦轴向高度, m ; h_0 为轴径与扇形瓦之间径向间隙值, m , 当密封副旋转表面与静止表面粗糙度均值均为 3.2 时, 推荐 $h_0 = 0.00003$; W 为轴径与扇形瓦之间动态最大径向间隙值, m 。

(4) 密封冷却分析。因摩擦副冷却需要, 密封间隙内应始终保证一个最低泄漏量, 以带走摩擦损耗产生的热量。该流量可按式 (7.3-44) 估算

$$Q_w = \frac{P_f}{C_w \rho (t_2 - t_1)} \quad (7.3-44)$$

式中: Q_w 为摩擦副冷却所需过水流量, m^3/s ; P_f 为摩擦功, W ; C_w 为水的比热; ρ 为水的密度; t_2 为流经密封装置后的水温, $^\circ C$; t_1 为进入密封装置前的水温, $^\circ C$ 。

摩擦功按式 (7.3-45) 计算

$$P_f = Z \rho h D \pi \mu \quad (7.3-45)$$

式中: Z 为扇形块轴向层数; ρ 为扇形块与轴径间的比压, N/m^2 ; h 为扇形块轴向高度, m ; D 为转轴外径, m ; π 为

圆周率; v 为相对运动表面线速度, m/s ; μ 为水润滑工况下相对运动表面摩擦系数, 主要决定于扇形块材质。

对于回龙密封扇形块, $\mu = 0.01$ 。

计算所得摩擦副冷却所需过水流量 Q_w 小于总泄漏量 Q 即为合格。

4.2.2 静压式轴向端面主轴密封

4.2.2.1 静压式轴向端面主轴密封结构

静压式轴向主轴密封具有自平衡自补偿的特点, 基本结构如图 7.3-52 所示。

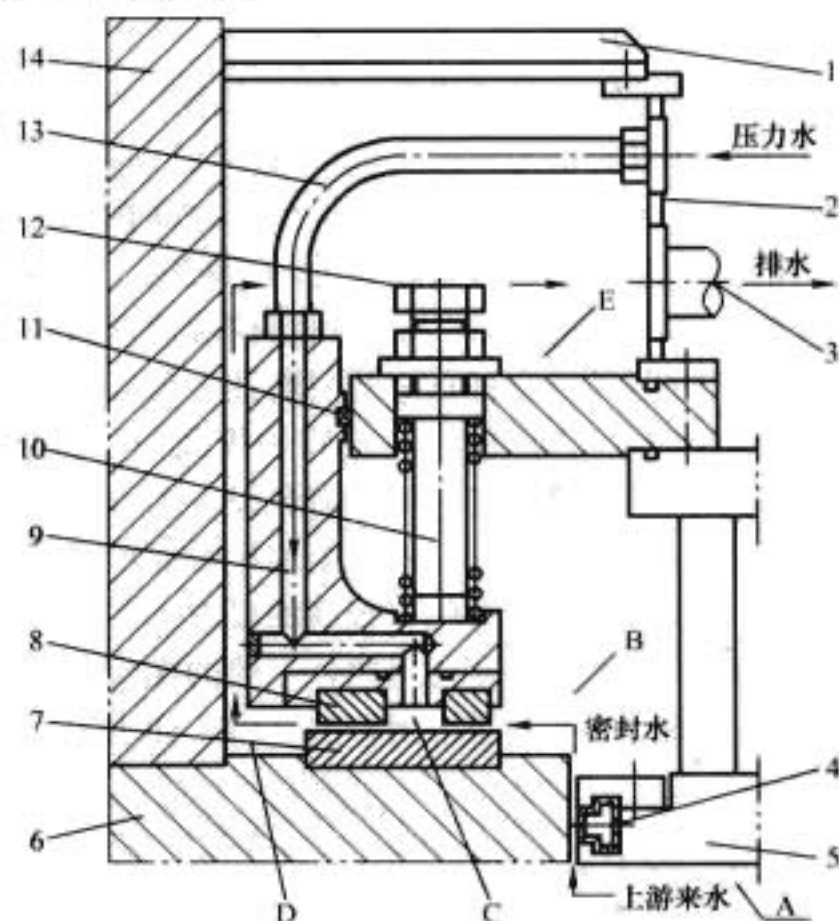


图 7.3-52 静压式轴向断面主轴密封基本结构

1—排水箱盖; 2—排水箱; 3—排水管; 4—检修密封; 5—水轮机顶盖; 6—水轮机转轮; 7—抗磨环; 8—密封环; 9—浮动环; 10—弹簧; 11—O形密封圈; 12—弹簧调整装置; 13—供水软管; 14—水轮机主轴; A—来流腔; B—密封腔; C—压力腔; D(E)—排水腔

密封副一般选用马氏体不锈钢 (旋转件) 对高分子耐磨材料 (静止件)。密封方式为采用耐磨材料轴向压紧旋转轴端面, 阻断水流的径向泄漏。利用外供清洁压力水进行润滑和冷却; 利用浮动环上部设置的弹簧产生的作用力使摩擦副保持一定的压力, 天荒坪抽水蓄能电站机组采用气压缸产生的作用力代替弹簧作用力 (如图 7.3-53 所示)。由于作用于浮动环与密封副相背面的力随密封腔的压力 p_3 变化而变化, 故该密封形式在密封性能上具有一定的自平

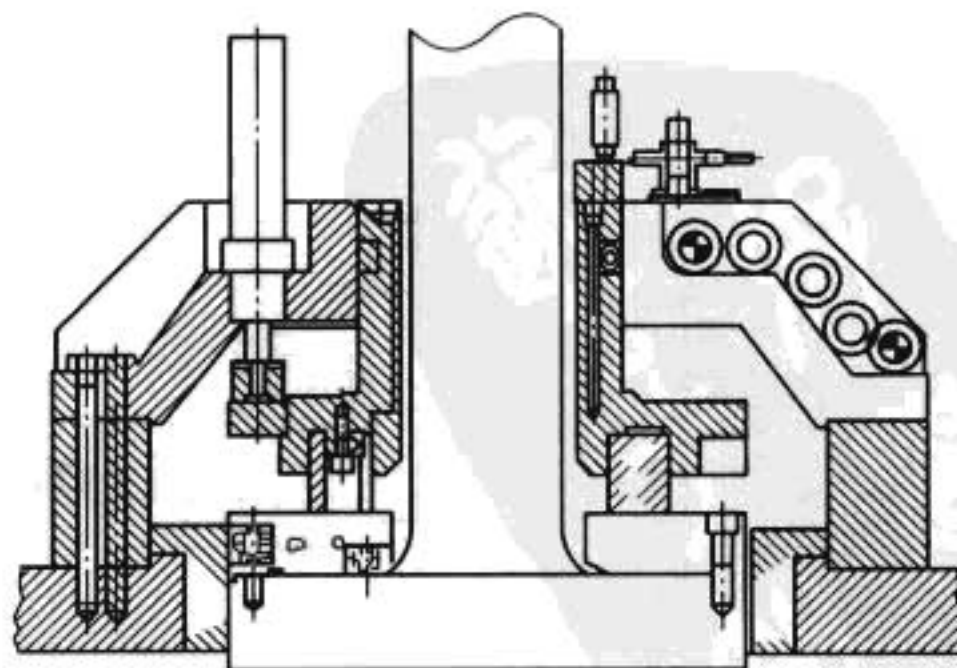


图 7.3-53 天荒坪抽水蓄能电站机组新密封结构 (采用气压缸代替弹簧)

衡能力。密封水压力具有自动调整封水间隙的功能,密封水压与控制水压之间存在协联关系,可以相互作用,动态平衡,因此封水性能稳定可靠;由于密封副之间始终存在润滑水膜,密封副磨损量小,而且还具有补偿性,所以有寿命长的优点。不足是相对径向式密封的结构形式较复杂,制造成本高,不便检修更换。

4.2.2.2 静压自平衡自补偿轴向主轴密封设计

(1) 密封原理及压力分布参如图 7.3-54 所示。

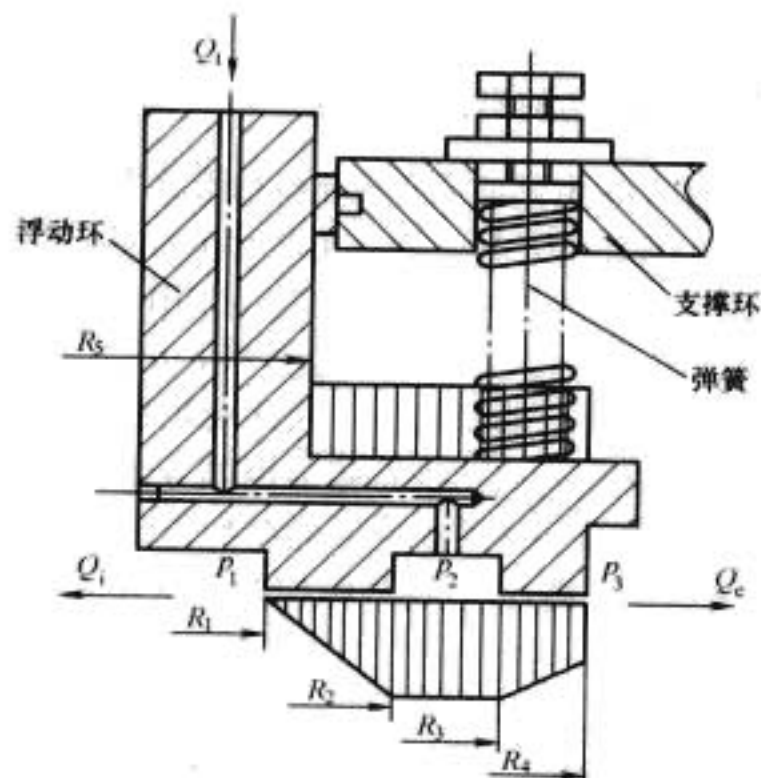


图 7.3-54 轴向式密封原理及压力分布图

对应相同的密封环内外压力差值 Δp , 密封间隙值 h 随密封腔压力 p_3 增大而减小, 密封装置具有自平衡能力。

对应相同的密封水压力值 p_3 , Δp 较大时的 h 值较小, 即弹簧力设置大则相同工况的密封间隙小。压力水压力值 p_2 的变化直接受 h 值控制。

密封总流量随密封腔水压增大而减少, 这是由于密封腔水压增大引起密封间隙减小所致。

密封总流量与弹簧力设置有关, 弹簧力设置增大相同工况密封总流量减小。

对特定的弹簧力, 使 Q 值处于工作曲线中部的密封间隙取值最有利。此时密封总流量不大, 运行经济, 外漏量 Q_e 仍有裕度, 密封作用好, 且能有效防止密封副磨损过快。

(2) 主要设计原则。

1) 为保持 Δp 值恒定 (不随 p_3 值变化而变化), R_5 值应满足 $R_5 = \frac{1}{2} (R_1 + R_2)$ 条件。

2) 密封环截面尺寸中应满足 $B_2 > B_3$, B_1 、 B_2 、 B_3 关系可参考如下比例: $B_3 = (0.9 \sim 1) B_1$, $B_2 = (1.2 \sim 1.4) B_3$, $B_1 = R_3 - R_2$, $B_2 = R_2 - R_1$, $B_3 = R_4 - R_3$ 。

3) 在 p_3 取值范围内, 应保证有 $h_{\min} \geq 0.04 \text{ mm}$, h 值的最优范围为: $0.05 \text{ mm} \leq h \leq 0.09 \text{ mm}$, $h = 0.07 \text{ mm}$ 为最佳值。

4) 密封环特征圆上的单位线流量 q_{\max} 值范围应在 $0.7 \sim 1.1 \text{ L/(s} \cdot \text{m)}$ 高水头机组取小值, 低水头机组取大值。

5) Δp 取值范围 $0.02 \sim 0.05 \text{ MPa}$ 为优, p_3 值较高取大值, 反之取小值。

6) K 值由节流片设计确定, 一般的取值范围为 $4.5 \times 10^{10} \leq K \leq 6.5 \times 10^{10}$ 。应注意以流量的合理性校核 K 值的选取, 即施工设计中应分析实验结论或相近机组运行经验, 先确定合理的压力水用量再反定 K 值。

7) F_r 值应能克服浮动环与 O 形密封圈之间的摩擦力 (在 Δp 选择合理时, 此条件会自然满足, 若 Δp 选值较小, 同时采用大截面大紧量密封条件, 应注意复检此条件是否成立)。

(3) 主要参数计算。

为在运行工况中使 Δp 保持恒定应使结构满足

$$R_5 = \frac{R_1 + R_2}{2} \quad (7.3-46)$$

弹簧力确定

$$\Delta p = \frac{F_r}{\frac{S_1}{2} + S_2 + \frac{S_3}{2}} \quad (7.3-47)$$

$$\Delta p = p_2 - p_1 \quad (7.3-48)$$

密封间隙内总流量确定

$$Q_t = Q + Q_e \quad (7.3-49)$$

式中: Q 为自给水环流入密封环内侧的流量; Q_e 为自给水环流入密封环外侧的流量。

$$\left. \begin{aligned} Q &= K_q h^3 [p_2 - p_1 - 3\rho\omega^2(R_2^2 - R_1^2)/20] \\ Q_e &= K_{qe} h^3 [p_2 - p_3 + 3\rho\omega^2(R_4^2 - R_3^2)/20] \end{aligned} \right\} \quad (7.3-50)$$

其中

$$\left. \begin{aligned} K_q &= \frac{\pi}{6\mu \ln(R_2/R_1)} \\ K_{qe} &= \frac{\pi}{6\mu \ln(R_4/R_3)} \end{aligned} \right\} \quad (7.3-51)$$

密封间隙的水膜厚度确定

$$h = \sqrt[3]{\frac{Q_t}{K_q [p_2 - p_1 - 3\rho\omega^2(R_2^2 - R_1^2)/20] + K_{qe} [p_2 - p_3 + 3\rho\omega^2(R_4^2 - R_3^2)/20]}} \quad (7.3-52)$$

图 7.3-55 是根据以上公式计算的某电站主轴密封漏水量与密封副间隙 (水膜厚度) 的曲线。

4.2.3 特殊盘根密封结构

三菱公司设计的水泵水轮机组一般采用特殊的聚四氟乙烯盘根密封结构 (如图 7.3-56 所示), 据称这种结构在高转速和高压力下具有很好的可靠性, 漏水量小, 需要的冷却水量少, 产生的摩擦力矩也较小等优点。此密封结构简单, 不足的是没有自补偿性, 需在主轴上设置一个可更换的马氏体不锈钢衬套, 而且对衬套的磨损不易修复和更换。

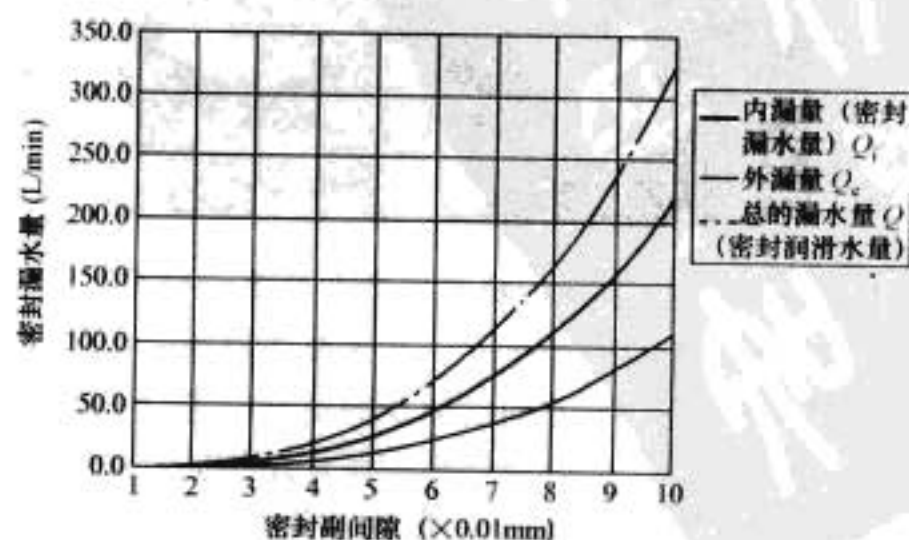


图 7.3-55 密封漏水量与密封副间隙关系

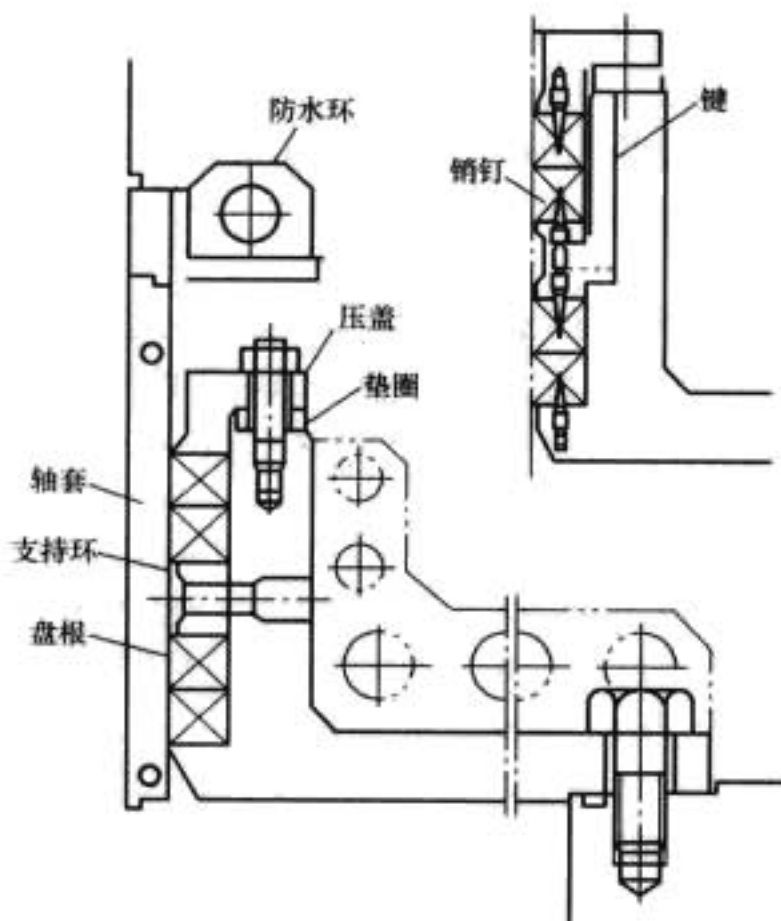


图 7.3-56 三菱盘根式主轴密封结构

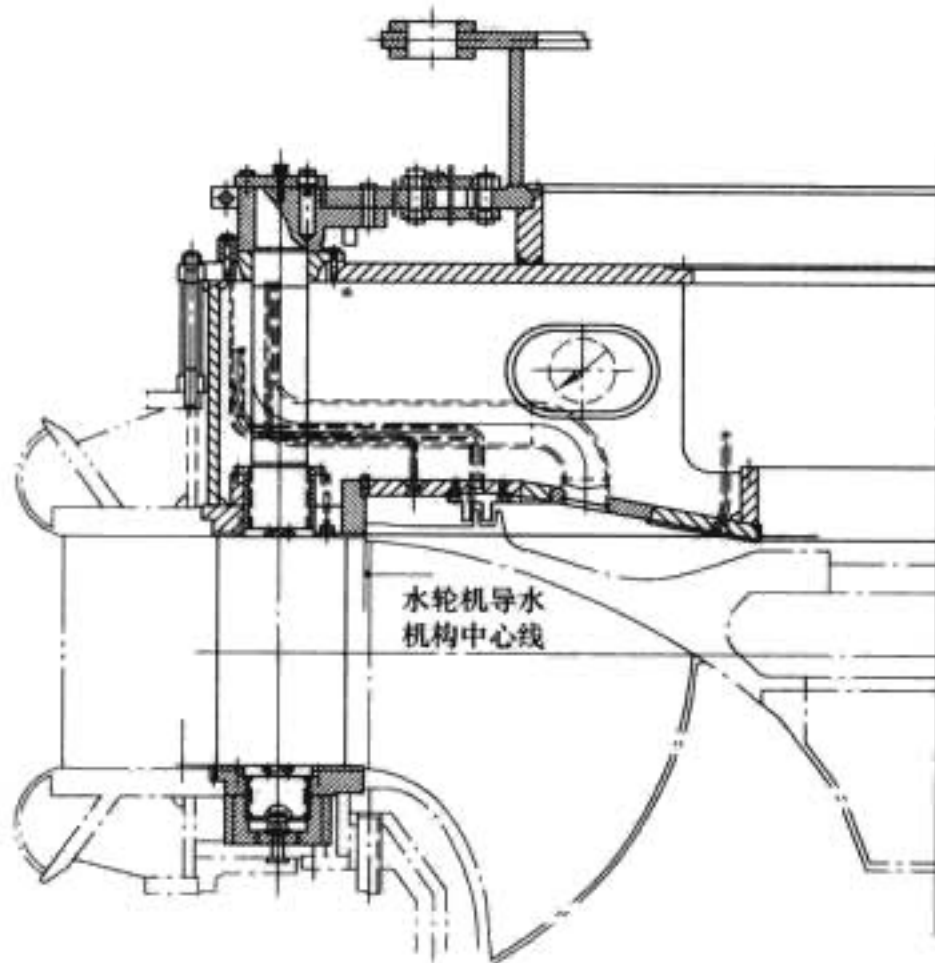


图 7.3-57 白山抽水蓄能电站导水机构



图 7.3-58 德国金谷抽水蓄能电站导叶操作机构

但对于抽水蓄能机组来说,在水泵工况时,由于水力作用,将在尾水锥管、导叶前后以及固定导叶进口等处产生比较强的冲击、振动,而由于这种控制环结构的连接键、销太多,很容易加剧机组的振动,严重情况下将引起机组的共振。因此随着水泵水轮机向高水头、高转速发展的趋势,单

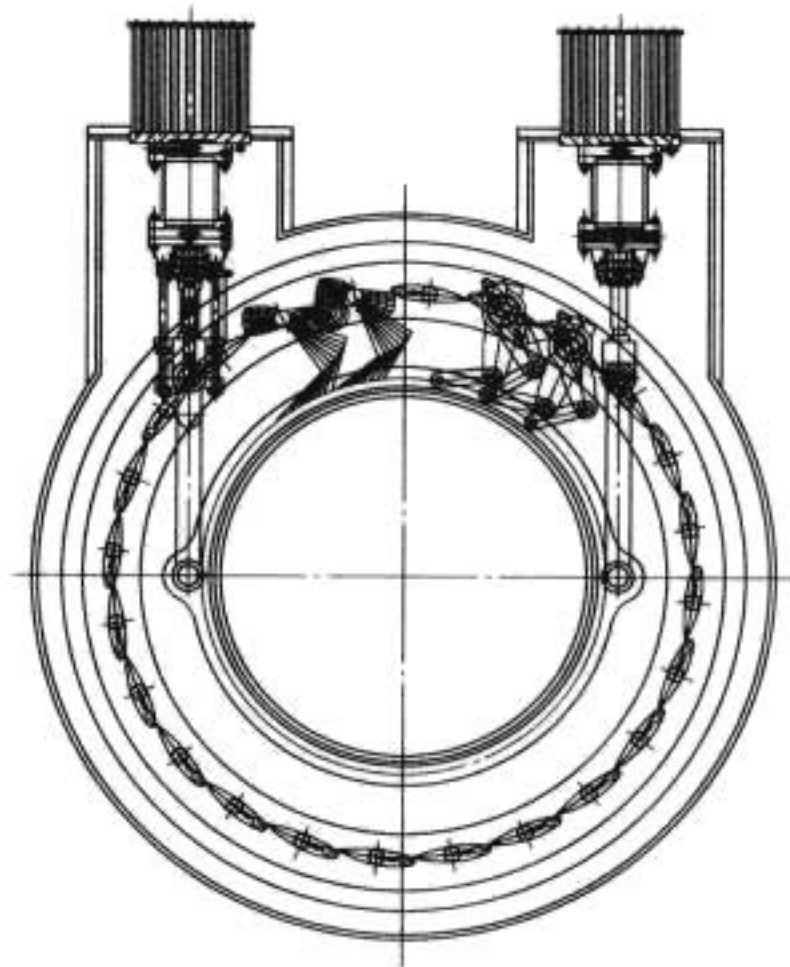
5 水泵水轮机导水机构设计

5.1 导水机构的组成和作用

水泵水轮机导水机构与常规水轮机导水机构的结构是一样的,由顶盖、底环、导叶及导叶控制机构(包括控制环和接力器)组成。其作用是在水轮机工况通过导叶控制机组流量(出力),在水泵工况调整导叶水流出口方向使与蜗壳水流动相适应,在两种工况下均可截断水流使机组停机。

5.2 导叶控制机构的形式和特点

目前应用于水电站的导叶控制机构形式主要有两种,一种是采用控制环结构,另一种采用单元接力器,单元接力器现国内应用较少。传统的控制环结构是利用一个或几个接力器控制大耳环,通过大耳环带动小耳环,小耳环通过连杆、转臂等部件与导叶上轴颈相连,以此来控制导叶开度的大小,如图 7.3-57 所示白山抽水蓄能电站导水机构装配图和图 7.3-58 德国金谷抽水蓄能电站导叶操作机构(采用了 10 个接力器来操作控制环)。这种结构的优点在于导叶的同步性好。



元接力器操作型式的导水机构开始增多。这种单元接力器在结构上少了许多连接部件,能有效地降低机组的振动。少了剪断销,在事故情况下,由于是一个导叶,一个控制单元,一个或某几个导叶拒动将不影响其他导叶的动作情况,而且,这种单元接力器能够在导叶事故情况下,保持导叶已有开度,防止导叶摆动,以免加剧机组振动。如广州二期、宝泉和惠州抽水蓄能电站都采用了单元接力器操作型式的导水机构,图 7.3-59 为宝泉抽水蓄能电站导水机构装配图。

也有一些电站,采用了折中的办法,即导叶的控制还是通过控制环由两个或四个集中的接力器操作,但选择几个导叶由安装在控制环上的单独接力器操作,以解决水轮机工况启动时的反水泵工况问题,如韩国青松抽水蓄能电站水泵水轮机,如图 7.3-60 所示。天荒坪抽水蓄能电站的运行水头变幅大,在低水头发电空载运行时,机组易进入 S 形特性区,造成并网后产生逆功率,或甩负荷后不能进入空载稳态,为解决此问题,在 2 个导叶上加装了不同步预开装置(简称 MGV),如图 7.3-61 所示。

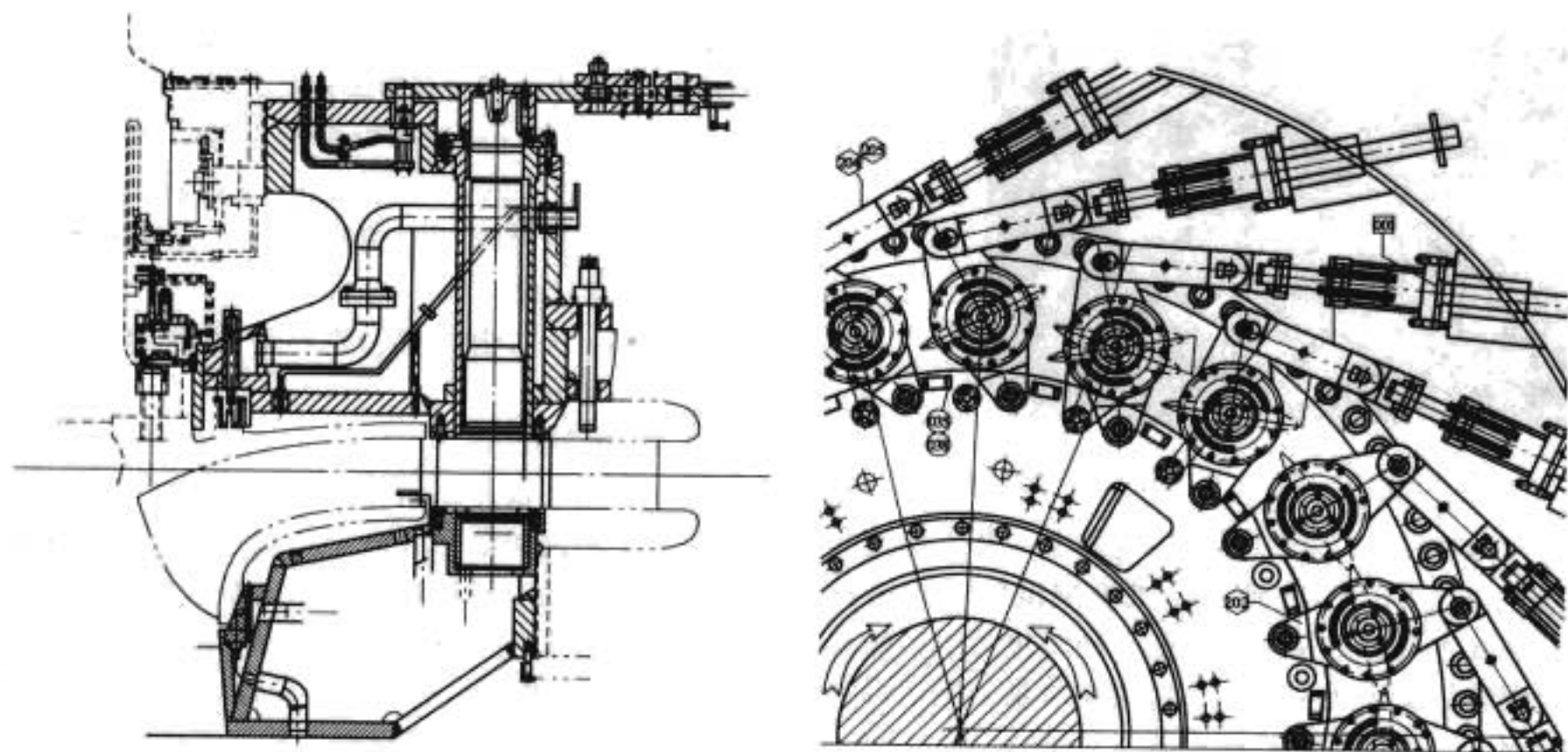


图 7.3-59 宝泉抽水蓄能电站导水机构装配图

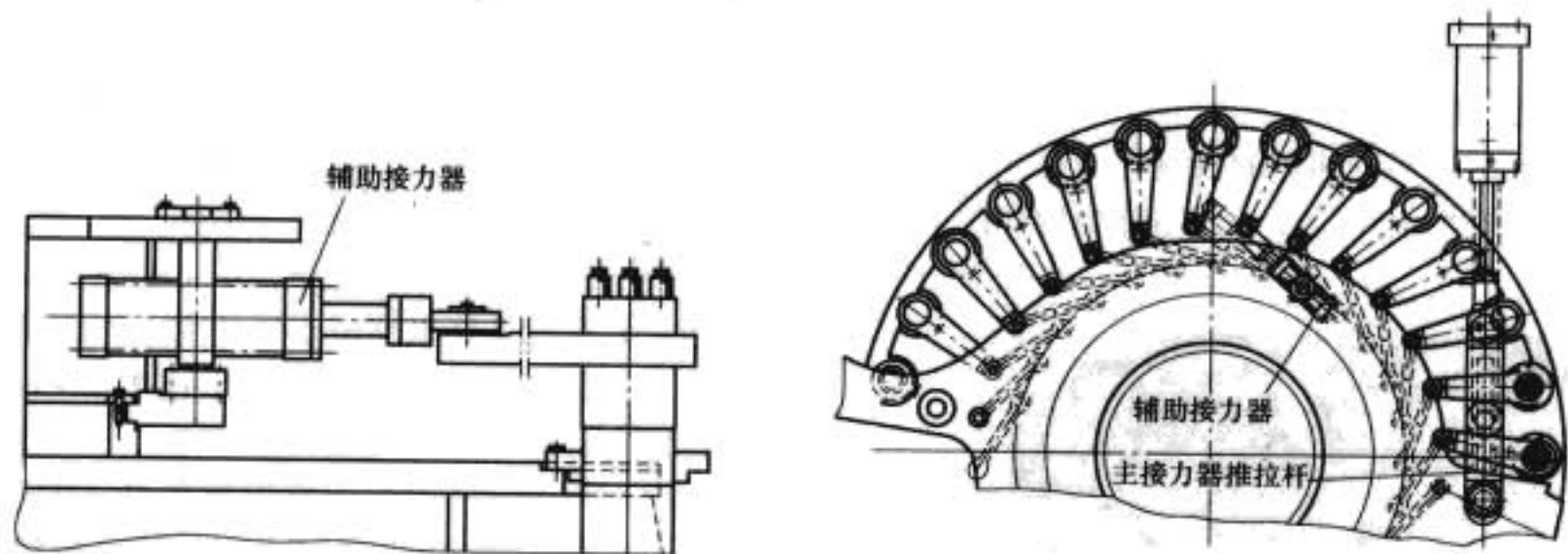


图 7.3-60 韩国青松抽水蓄能电站导水机构装配图

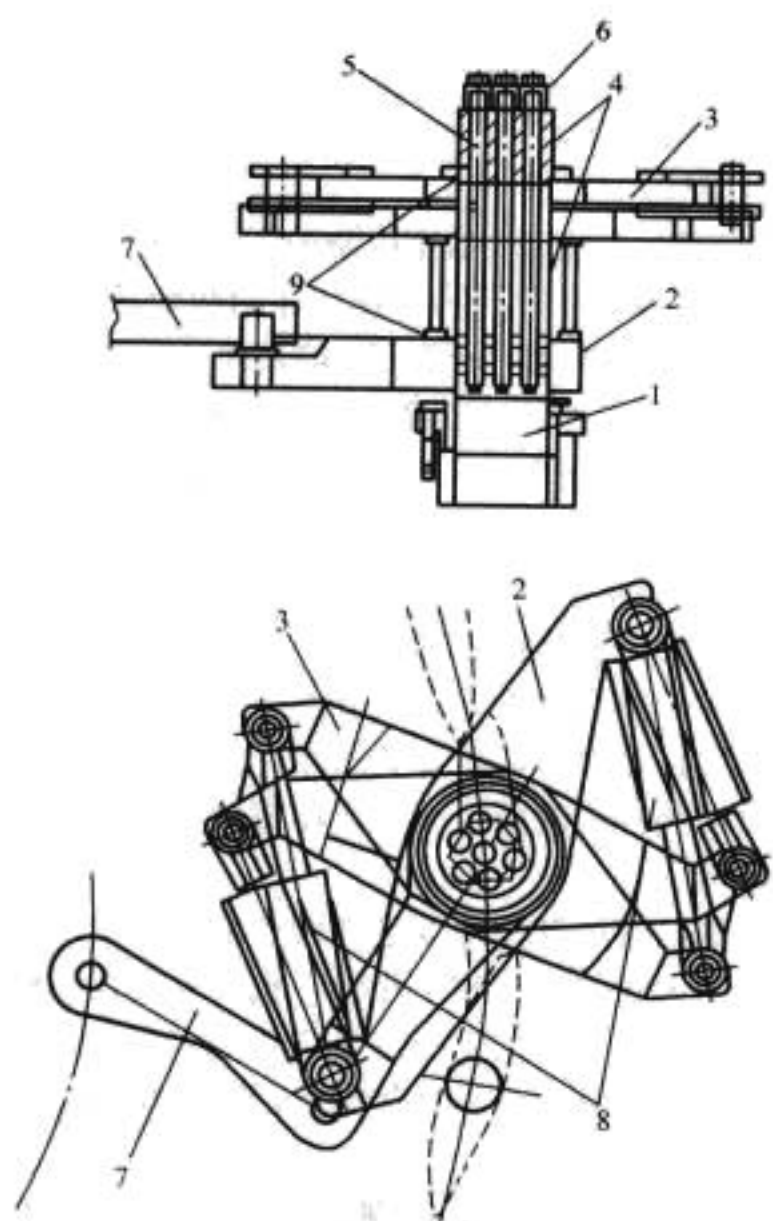


图 7.3-61 天荒坪抽水蓄能电站
导叶不同步预开装置

1—导叶；2—拐臂；3—小接力器连杆；
4—摩擦装置；5—压紧双头螺栓；6—压
紧螺母；7—连杆；8—小接力器；9—摩擦片

5.3 单元式接力器的发展和应用

如前所述，对常规双接力器水轮机导水机构而言，让抽水蓄能机组避开 S 区稳定运行的有效途径之一是加装 MG V 装置，但其所增加制造、安装及调试的难度是毋庸置疑的。而德国 Voith 公司早年开发的单元式接力器控制系统，能够轻而易举地使大型抽水蓄能机组实现“预开导叶”功能进而避开 S 区保证机组运行的稳定。

自 1975 年以来，单元式接力器控制系统在 20 多台机组上安装、调试均取得了成功。部分水泵水轮机见表 7.3-6。

表 7.3-6 部分单元式接力器控制系统水泵水轮机

序号	国家	电站名	数量	输出功率 (MW)	水头 (m)	年份
1	德 国	Langenprozelten	2	78	280~310	1975
2	奥地利	Rodund II	1	300	347	1975
3	奥地利	Kuhtai	2	151	319~440	1980
4	西班牙	Gabriel y Galan	1	110	31~60	1982
5	西班牙	Aguayo	4	95	288~341	1983
6	西班牙	Estangento	4	114	358~401	1985
7	南斯拉夫	Obrovac	2	140	550	1984
8	西班牙	La Muela	3	211	486~524	1988
9	德 国	Herdecke	1	153	145~165	1988

早期的单元式接力器控制系统是通过圆周型动力连杆来实现导叶同步的，继而采用各导叶控制阀通过可控制的连杆系统来达到导叶之间的平衡操作；其后的发展阶段则是电子液压单元式接力器操作系统。图 7.3-62 是德国 Waldeck II 单元接力器控制图。

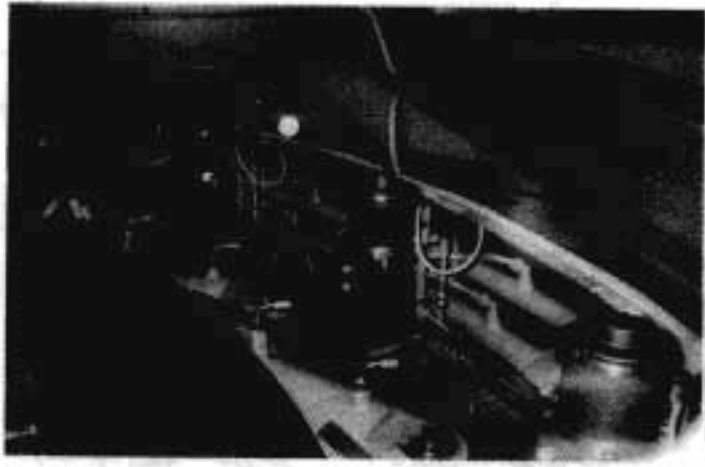


图 7.3-62 德国 Waldeck II 单元接力器控制

在国内,作为略滞后于天荒坪抽水蓄能电站开工建设的广州抽水蓄能电站二期,考虑到水轮机模型试验时的全特性~流量特性曲线也具有 S 特性的表征,同时也为了更好地解决采用常规水轮机集中控制式导水机构在水泵工况运行时导叶振动等问题,使用了单元式接力器。

5.4 广州抽水蓄能电站二期的数字型单元式接力器控制系统

5.4.1 结构与功能原理

广州抽水蓄能电站二期调速器的控制是 Voith 电子液压单元式接力器控制系统的创新阶段,其主体结构如图 7.3-63 所示。

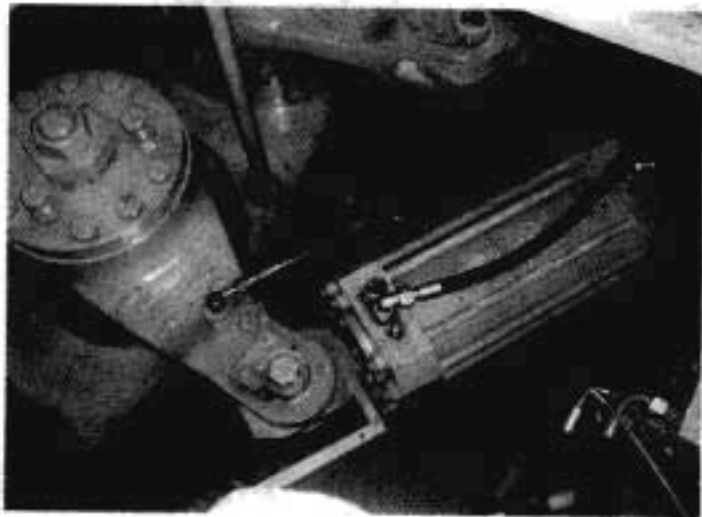


图 7.3-63 单元式接力器控制主体结构

为了精确控制导水机构 20 个导叶的开度,各导叶均配备有相应的独立精密元件,共装有 20 个电液转换器和 20 个接力器,反馈装置也为 20 个,这些元件构成了 20 个闭环控制系统。整个控制系统如图 7.3-64 所示。

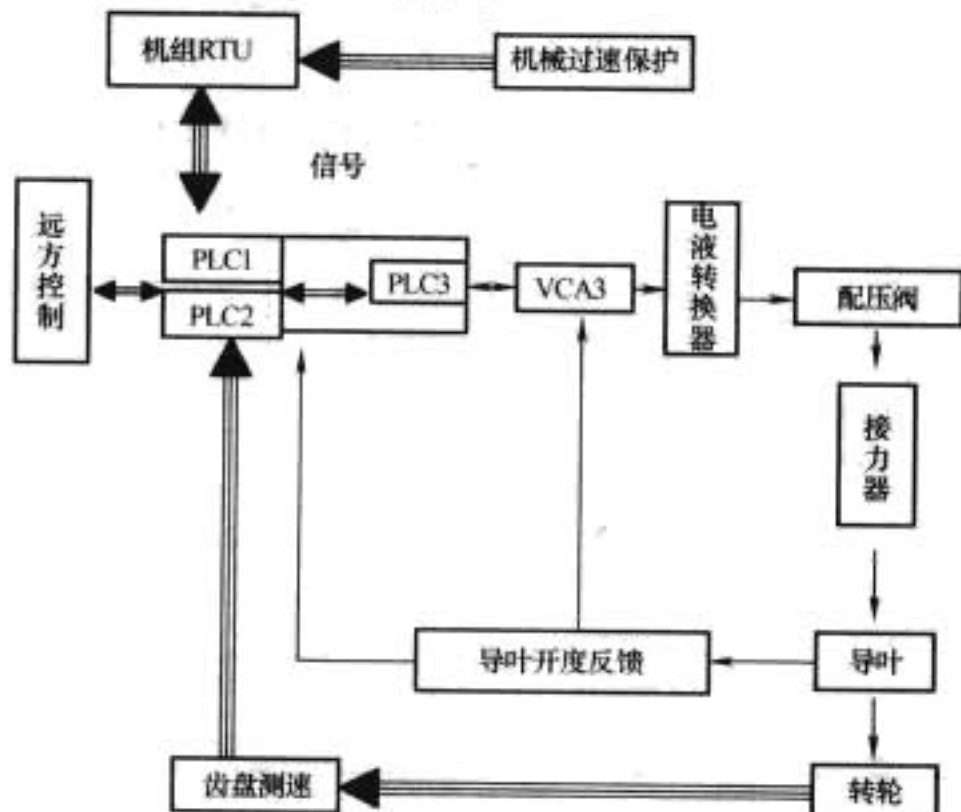


图 7.3-64 导叶闭环控制系统

(1) 调速器控制系统共由 3 个 PLC 组成,其中 PLC1 和 PLC2 互为热备用,在任何情况下均可对其中的一个 PLC 进行停电维修,提高了可用率;PLC1 和 PLC2 主要有逻辑

控制、PIP 运算,系统管理等功能;PLC3 为单导叶控制,完成各电液转换器的开度输出和监视功能。

(2) PLC3 计算出导叶开度分别送至 20 个放大器单元 VCA3 中,由 VCA3 再经简单计算将弱信号放大至 0~300mA 电流信号送至电液转换器,电液转换器将电信号转换为接力器行程。

(3) 由 20 个接力器分别驱动 20 个导叶,接力器的全行程为 262.50mm。

(4) 测量单元。

1) 2 路齿盘测速信号,齿盘齿数为 12 个。

2) 1 路网频信号取自主变低压侧电压互感器。

3) 1 路功率测量由功率变送器而来。

4) 水头信号与机组 RTU 通信获得。

(5) 同步控制。从每个导叶各自的反馈变送器测录这些导叶的开度实际值,可以得出其与实际值的平均值之间的差值,这一差值又作为附加设定值导入并按系统功能进一步处理。这就意味着,如果某个导叶滞后于平均值,接力器就会按照其滞后的幅值施加作用力,以加速导叶的开度。如果某一导叶超前该平均值的话,限制装置发出刹住该导叶的指令。这样,机组便处于每个单导叶的最佳同步状态。

5.4.2 控制系统的优缺点

由于广州抽水蓄能电站二期电液单元接力器控制系统的应用,完全有条件根据引水道特点人为控制不同导叶以不同开度方式运行,从而有效避开 S 不稳定区。此外,其拥有的运行优点有以下几个方面:

(1) 每个导叶的操作机构减至最小限度,机械惯性小,动作灵活,设计时可以准确的计算控制机构的自振频率。

(2) 每个接力器只控制一个导叶,关闭时不受控制环限制,导叶的设计具有自关趋势,有效减小了接力器容量;同时,在导叶上也不再需要设置摩擦制动之类的装置。

(3) 由于接力器油液驱动的缓冲作用和减振效果,使每一直接与接力器相连接的导叶始终保持平稳,不致失控而发生晃动或自由旋转。

(4) 该系统使用智能型、数字控制的技术取代了剪断销或者破断件等机械部件,在有异物卡在相邻的两个导叶之间时,相应导叶的接力器将会立即停止而不影响其他导叶接力器关闭。同时,排除堵塞物也较方便,通常是重新再开启一次导叶之后就能自动恢复各导叶的同步,使机组运行恢复正常。

(5) 由于小型和轻型的部、元件取代了笨重的控制操作环,使进入顶盖和导轴承的通道要相对畅顺得多,有利于导轴承、密封的安装和维护检修。

而其缺点主要体现在以下几个方面:

(1) 控制回路元件多,易发生故障,任意一个独立元件故障均可导致控制环节故障,而控制环节故障又可直接导致机组的紧急停机。

(2) 接力器活塞的动作速度是靠调节油缸上的节流孔来实现的,这不但大大增加调整工作量,也容易出现调整不均匀而出现导叶同步性不好的工况;在广州抽水蓄能电站二期的运行中还出现过个别单元导叶接力器活塞杆偏磨导致漏油的情况。

(3) 单元导叶接力器是按能够克服每个导叶最大水力矩和最大摩擦力矩来设计的,其所需接力器容量(总和)相对要大得多;而且,数量较多的接力器及其控制设备的成本及机械加工要求相对也要高;所以,总造价还是比较昂贵的。

总体而言,数字式单元式接力器对提高导水机构的可靠

性和使用寿命的功效是明显的。

5.5 惠州和宝泉抽水蓄能电站的单元式接力器

毗邻广州抽水蓄能电站二期的惠州抽水蓄能电站,分为A、B厂于2004年开工同期建设,共8台300MW可逆式机

组均由法国 Alstom 公司供货。Alstom 公司根据电站的特点同样推荐单元式接力器用于水轮机调节,建设业主汲取广州抽水蓄能电站二期的经验,要求供货方进行了一些环节的优化,其结构如图 7.3-65 所示。由 Alstom 公司供货的宝泉抽水蓄能电站也采用了同样的结构。

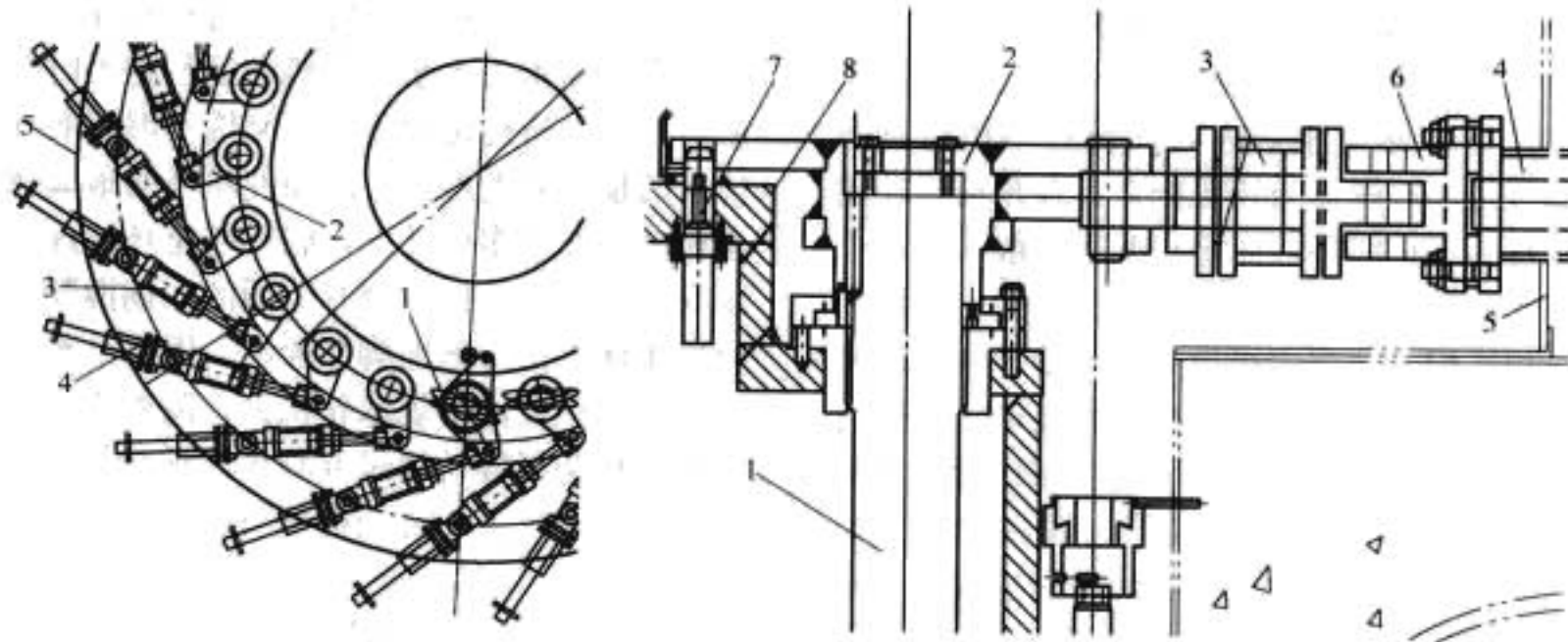


图 7.3-65 惠州抽水蓄能电站单元式接力器操作机构

1—导水叶；2—连杆托臂；3—接力器；4—基座；5—机坑里衬；
6—铰支耳环；7—锁锭、限位装置；8—顶盖

惠州抽水蓄能电站单元式接力器的结构、功能与广州抽水蓄能电站二期雷同,导水机构由20个导叶、20个液压活塞型双向运动接力器、20个连接于导叶与接力器之间的连杆托臂组成。连杆托臂用销钉和压盖螺钉紧固于导叶上端轴颈,确保其与导叶同步动作,每一连杆托臂包括连接接力器活塞杆的支铰耳环和作用于锁锭系统的支臂。其所具特点还有以下几个方面:

(1) 控制回路各元件的灵敏度、可靠性均有所提高,故障率大大降低。

(2) 焊接在机坑里衬上的基座,其基础部分牢固埋设于混凝土中,有利于增强基座的刚性。

(3) 在工地调整接力器位置时测定铰支耳环支座与基座的间隙,采用机械加工楔垫并辅之以可微量调整接力器活塞杆长度的方式进行精确装配。

(4) 通过铰支耳环的设置和调整合理地解决接力器活塞杆偏磨导致密封泄漏的问题。

(5) 设置的锁锭限位装置能承受导叶可能经受的最大水力矩和导叶接力器在最大操作油压下同时给此装置的最大作用力,并能实现现地手动操作和远方操作使导叶可靠地固定在全开或全关的位置上。

(6) 设备造价也有了较大幅度下降。

5.6 导叶及控制机构设计计算

在导水机构设计中,过流部分尺寸与模型几何相似,导水零件结构尺寸的确定,不同公司有不同的设计风格。导叶采用三轴承支撑方式,导叶上、中、下轴承采用自润滑轴承,导叶立面一般为金属接触密封,导叶端面及轴颈处设有可靠的密封。导叶一般采用 ZG06Cr13Ni4Mo 不锈钢整铸。导叶控制机构设计计算和接力器容量计算可参常规水轮机导水机构设计。

5.7 导叶控制机构的设计要点

由于水泵水轮机运行工况转换频繁,并且在水泵工况和过渡过程运行时振动一般比较大,有时会引起整个导水机构的共振,容易出现导水零件的疲劳破坏,因此在设计时应注意以下几点:

(1) 导水机构连接件间尽量选取小的间隙。有些公司设计时,对导叶轴承采用了预应力轴承,如图 7.3-66 所示为维奥公司设计的桐柏抽水蓄能电站导叶轴承结构,利用两锥套之间的径向变形,以缩小导叶轴承的间隙。

(2) 适当提高导水零件的表面粗糙度。

(3) 零件结构应避免应力集中,避免尖角出现。

(4) 导水零件的应力水平应控制在 $1/3$ 材料屈服强度以下,以抗击疲劳破坏的发生。

(5) 设计应有避免共振发生的措施。为防止导叶产生振动,法国 Alstom 公司在设计时将导叶上轴承与中轴承设计成不同心,使导叶在装配时轴瓦就有一定的预应力,据说已在许多机组上取得了很好的效果,正在制造的宝泉抽水蓄能机组就采用了此方案,上轴承与中轴承的偏心值有 1mm。

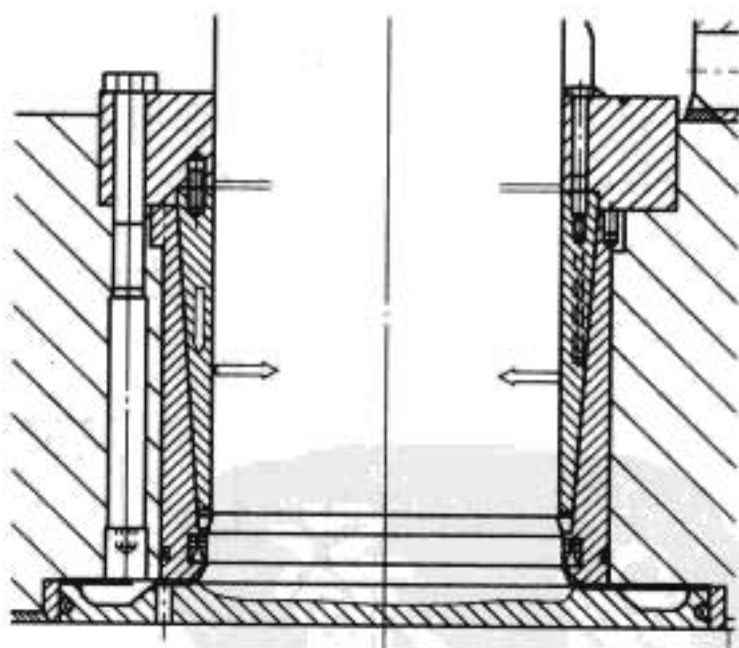


图 7.3-66 导叶特殊的预应力特富龙轴承(维奥公司)

6 水泵水轮机顶盖、底环设计

6.1 顶盖的结构特点及设计

顶盖不仅要承受机组各种运行工况的水压力和水压力脉动,还是导叶、水导轴承、主轴密封的支撑部件,它的刚度直接影响机组运行的稳定性。

因水泵水轮机转轮结构及止漏环的布置位置,顶盖承受水

压力的面积要比相应的常规水轮机大,而水泵水轮机由于整体结构布置原因,顶盖与座环的连接面又不能做大,所以顶盖向上变形的问题需要特别重视。为保证顶盖具有足够的刚度,一般采用加高顶盖的高度和采用足够数量和厚度的支撑肋板,尽量保证导叶端面附近的变形量为最小,使顶盖内缘部分只产生垂直方向的变形,在结构上保证轴承间隙不受影响。

顶盖的结构非常复杂。其上设有支撑导叶的上轴套和中轴套,在过流面上与导叶端面相对应处铺设有不锈抗磨板,抗磨板可焊接也可采用螺栓与顶盖把合。在顶盖与转轮止漏环相对应处设有固定止漏环,固定止漏环一般采用螺栓把合在顶盖上,材料选用不锈钢或铸造的铜铝合金,材料硬度应与转轮止漏环相匹配。顶盖内缘设有水导轴承和主轴密封的支撑法兰。此外,为满足水泵水轮机各种复杂工况运行的需要,顶盖上还设置各种管路。如转轮上腔减压管、水泵工况充气压水排气管(也有机组将进气管设置在顶盖上)、止漏环冷却水管、主轴密封润滑水管、检修密封进气管、水导轴承冷却器进出水管以及顶盖过流面各重要压力点的测压管路等。这些管路的设计与布置要和顶盖的总体结构相协调,而且由于顶盖运行时振动非常大,管路的固定和连接都应做特别的考虑。

顶盖普遍采用钢板焊接结构,材料一般采用 Q345B 等级的钢板。顶盖的所有重要焊缝都应进行无损探伤检查。为避免应力集中,焊缝表面应打磨光滑,且有过渡圆角。顶盖与座环间采用螺栓把合。顶盖与座环的连接方式决定顶盖外缘的应力状况,所用连接螺栓的顶紧力一般要达到顶盖上推力的 1.5~2 倍,以防止运行时由于水压波动而造成螺栓疲劳破坏。为达到此预紧力,螺栓需有一定长度,常用的一种结构是在顶盖外缘上形成两层法兰,在其间设加肋板或箱形支撑(如图 7.3-67 所示),但在受力后法兰上将出现很高的应力集中。较好的做法仍是采用厚的单层法兰,而在其上加大立筋(如图 7.3-67 所示)。所用螺栓也应按高应力构件标准设计,螺栓末端要有很好的过渡段,以避免应力集中(如图 7.3-67 所示)。

分瓣顶盖各连接面上的螺栓要承受很大的环向拉力,如连接面有局部拉开的趋势则法兰根部将产生很大应力集中(如图 7.3-68 所示),如在主法兰外面加一团小螺栓(如图 7.3-68 所示),则应力集中会明显减轻。

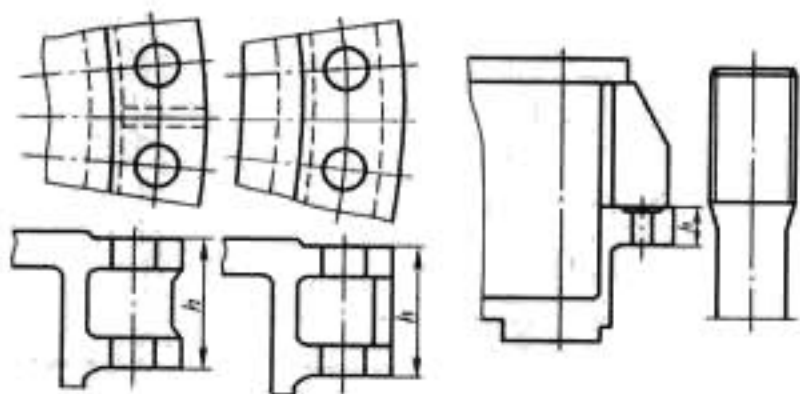


图 7.3-67 顶盖法兰结构

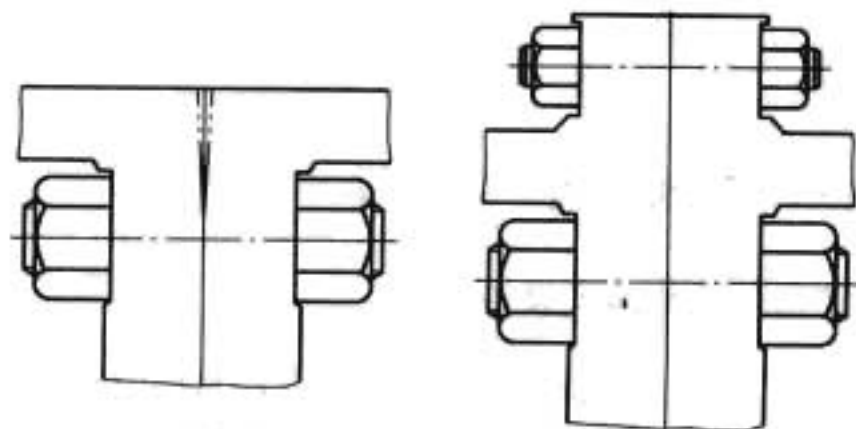


图 7.3-68 分瓣顶盖的连接结构

6.2 底环的结构特点及设计

底环位于机组导水机构过流通道的下部,其上装有导叶轴套,对导叶起支撑作用,为保证导叶转动灵活,其轴套孔应与顶盖上的轴套孔同心。底环过流表面设有不锈钢抗磨板,抗磨板可焊接也可螺栓把合在底环上。

有些高水头水泵水轮机在运行相当时间后有座环松动现象,经过分析这是由于底环刚性不够,底环未能分担由座环传来的顶盖向上推力,因而使座环的地脚螺栓受力过大而产生松动。在很多设计上,底环与座环的连接面很小,底环所承受的水压力直接传到其下面的二期混凝土,顶盖的上推力通过座环直接传到地脚螺栓上。因水泵水轮机底环的承受水压力的面积要比常规水轮机大,随着应用水头的提高,地脚螺栓的负荷很容易超过混凝土的承载能力,所以对底环的结构需进行改革。一种新的底环结构称为“自由底环”(如图 7.3-69 所示),其特点是底环和尾水锥管均裸露在混凝土外面。这样的布置可使底环的下压力和顶盖的上推力基本平衡,机组内水压作用力大体自身抵消,故对基础的拉力大为减小。不过这种设计有其潜在缺点:

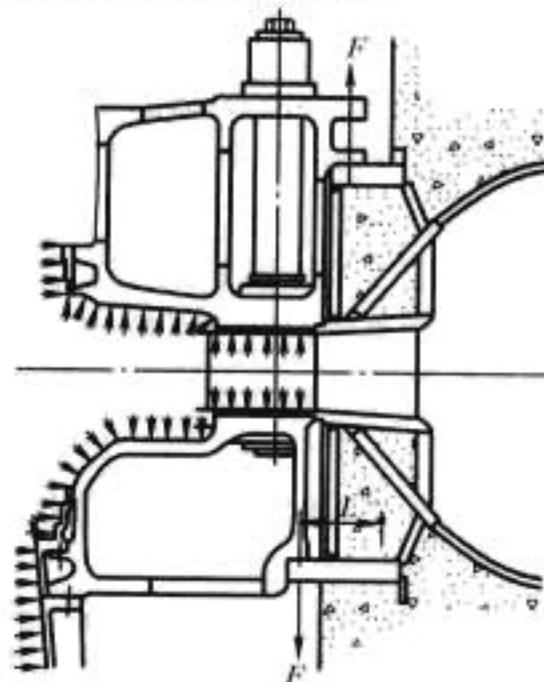


图 7.3-69 “自由底环”结构布置

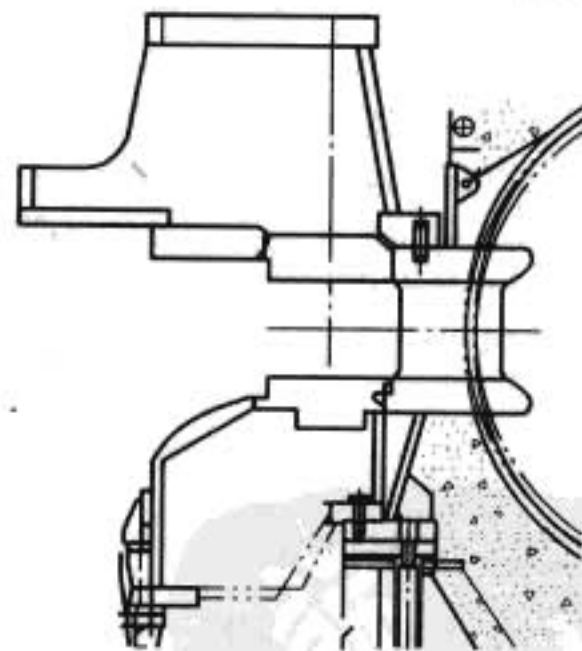


图 7.3-70 “自由底环”与座环的改进设计

(1) 底环裸露在外面,变成又一个容易承受振动的壳体,机组的噪声将通过底环及尾水管传入厂房。

(2) 水泵水轮机受水压时顶盖和底环同时向外变形,使导叶端面间隙更容易扩大。

(3) 底环的向下压力对座环下环所形成的弯矩很大,因而增加了固定导叶内缘的应力。

如果把底环的刚性及其与座环环板把合螺栓分布圆连接位置,或与座环环板连接筒的作用半径加大到和顶盖差不多,就可以克服上述后两项结构缺点,改进的设计如图 7.3-70(适用于向上拆卸方案)和图 7.3-71(适用于下拆方案)

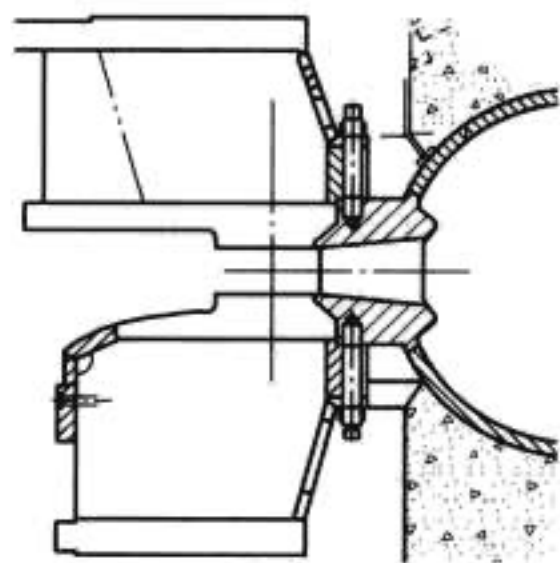


图 7.3-71 高水头机组“自由底环”结构

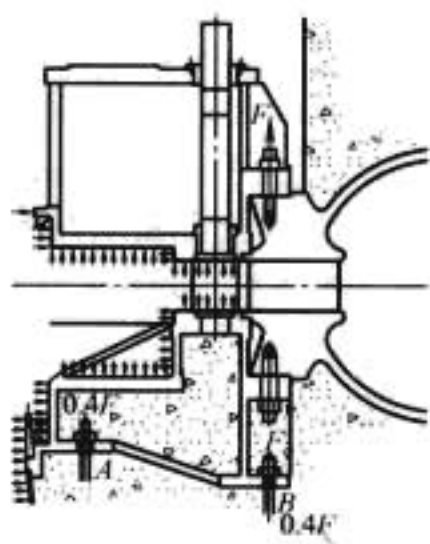


图 7.3-72 底环埋入结构布置

所示。采用图 7.3-70 结构的抽水蓄能电站有桐柏（如图 7.3-12 所示）、德国金谷（如图 7.3-9 所示）等。采用图 7.3-71 结构的抽水蓄能电站有天荒坪（如图 7.3-8 所示）、广州一期（如图 7.3-7 所示）等，这种底环结构是 GE 克瓦纳公司广为推崇的，在高水头（大于 500m）水泵水轮机上采用此结构的电站较多。

为克服以上三项结构缺点，有些公司和电站用户设计时采用将底环的刚性和与座环的把合螺栓分布圆作用半径加大到同顶盖相当，并将底环埋设在混凝土中，如图 7.3-72 所示。这种方案，底环与座环联合承受顶盖的上推力，底环与混凝土基础的接触面在 A 和 B 两个环形平台上，如在 A 处的向下压力设计为 $0.4F$ ，在 B 处为 $0.6F$ ，则座环的向上水推力 F 和 B 面上的下压力相抵消后余下 $0.4F$ 上拉力由地脚螺栓来承担，A 平台承受 $0.4F$ 的下压力，因而对基础的向上拉力大为减少。这一新结构保留了常规底环下部有混凝土填充的优点，如十三陵（如图 7.3-3 所示）、广州二期（如图 7.3-10 所示）。缺点是底环不能更换。

为满足底环的可更换的要求，许多低水头或中、小型的蓄能机组将底环和基础环分开，基础受力由座环和基础环承担，底环布置在座环基础环上，底环不承受悬臂弯矩，仅作为过流部件，如回龙（如图 7.3-11 所示）、白山抽水蓄能电站机组等。白山抽水蓄能电站机组底环如图 7.3-73 所示。

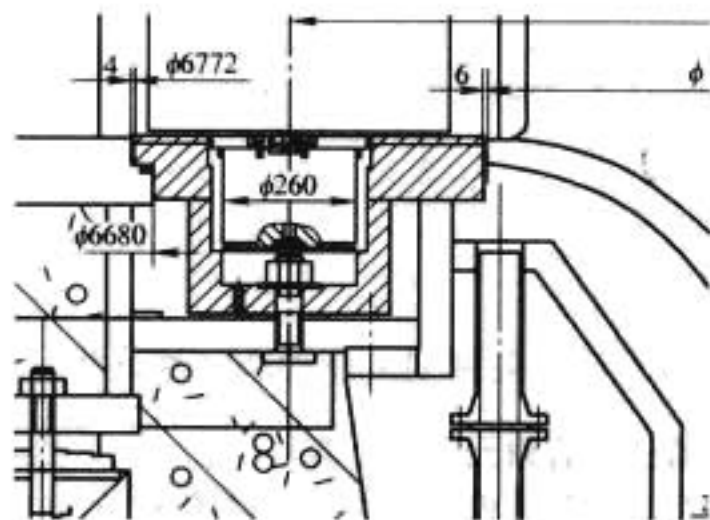


图 7.3-73 白山抽水蓄能电站机组底环

6.3 顶盖、底环的受力分析

图 7.3-74 为水泵水轮机座环、顶盖、底环受力分析图。对顶盖进行刚强度分析主要考虑以下 6 种工况：

- (1) 正常水轮机工况。
- (2) 导叶全关闭时水轮机工况。
- (3) 紧急停机时的过压工况。
- (4) 甩负荷时的过压工况。
- (5) 水泵正常工况。
- (6) 零流量工况。

在不同的工况下，图 7.3-74 所示的压力值是不同的。下面分别介绍不同工况下压力计算公式。

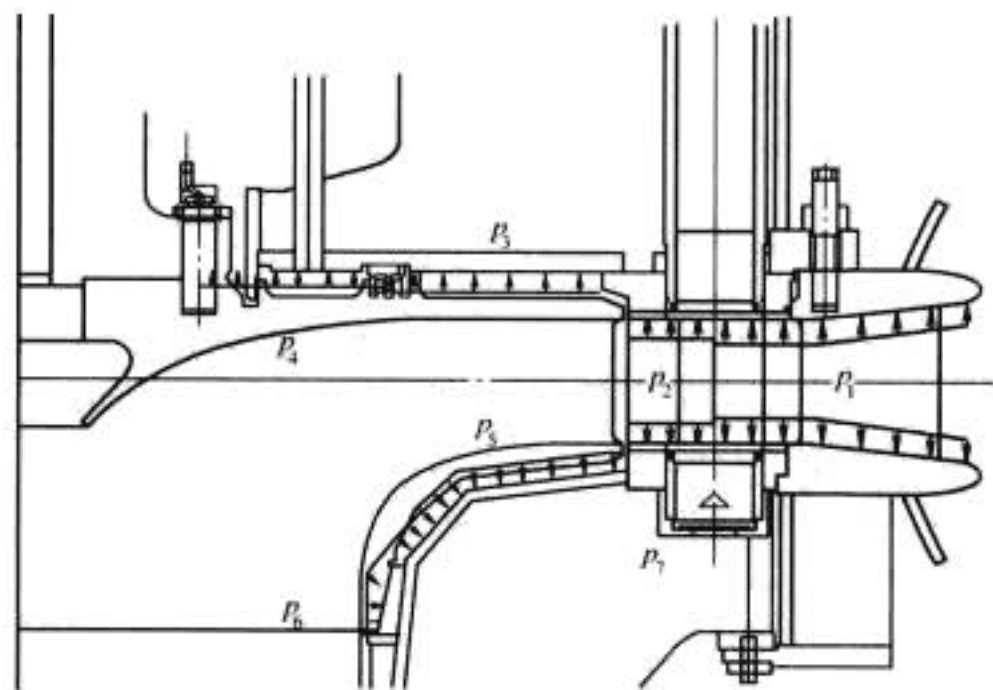


图 7.3-74 座环、顶盖、底环受力分布

6.3.1 正常水轮机工况

$$\begin{aligned}
 p_1 &= g\rho (H_{\max 1} - Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\
 p_2 &= g\rho [0.8(H_{\max 1} - H_{\max 2}) + (H_{\max 2} - Z_{\text{dist}})] \times 10^{-6} \\
 p_3 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\frac{\pi n}{30} \mu_1 \right)^2 (R_3^2 - R_1^2) \times 10^{-6} \\
 p_4 &= g\rho (H_{\max 2} - Z_{\text{dist}} + H_1) \times 10^{-6} + \frac{\rho}{2} \left(\mu_1 \frac{\pi n}{30} \right)^2 \times \\
 &\quad \left(R_1^2 - R_3^2 - \frac{R_1^2 - R_6^2}{2} \right) \times 10^{-6} \\
 p_5 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\mu_2 \frac{\pi n}{30} \right)^2 (R_7^2 - R_9^2) \times 10^{-6} \\
 p_6 &= g\rho (H_{\max 2} - Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\
 p_7 &= 0
 \end{aligned} \quad (7.3-53)$$

式中： g 为重力加速度， m/s^2 ； ρ 为水的密度， kg/m^3 ； $H_{\max 1}$ 为最大上游水位， m ； $H_{\max 2}$ 为最大下游水位， m ； Z_{dist} 为导叶中心高程， m ； H_1 为平衡管水头损失， m ； n 为机组额定转速， r/min ； μ_1 为转轮上密封环离心力系数，取 $\mu_1 = 0.5$ ； μ_2 为转轮下密封环离心力系数， $\mu_2 = 0.5$ ； $R_1 \sim R_9$ 如图 7.3-75 所示， m 。

6.3.2 导叶全关闭时水轮机工况

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= g\rho(H_{\max 1}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_2 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_3 &= p_2 \\ p_4 &= p_2 \\ p_5 &= p_2 \\ p_6 &= p_2 \\ p_7 &= p_1 - p_2 \end{aligned} \right\} \quad (7.3-54)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; $H_{\max 1}$ 为最大上游水位, m ; $H_{\max 2}$ 为最大下游水位, m ; Z_{dist} 为导叶中心高程, m 。

6.3.3 紧急停机时的过压工况

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= g\rho H_{\text{overpressure}} \times 10^{-6} \\ p_2 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_3 &= p_2 \\ p_4 &= p_2 \\ p_5 &= p_2 \\ p_6 &= p_2 \\ p_7 &= p_1 - p_2 \end{aligned} \right\} \quad (7.3-55)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; $H_{\text{overpressure}}$ 为过压水头, m ; $H_{\max 2}$ 为最大下游水位, m ; Z_{dist} 为导叶中心高程, m 。

6.3.4 转轮甩负荷时的过压工况

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= g\rho H_{\text{over-runner}} \times 10^{-6} \\ p_2 &= p_1 \\ p_3 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\frac{\pi n_2}{30} \mu_2 \right)^2 (R_3^2 - R_4^2) \times 10^{-6} \\ p_4 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}+H_1) \times 10^{-6} + \\ &\quad \frac{\rho}{2} \left(\mu_2 \frac{\pi n_2}{30} \right)^2 \left(R_4^2 - R_5^2 - \frac{R_4^2 - R_6^2}{2} \right) \times 10^{-6} \\ p_5 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\mu_2 \frac{n_2 \pi}{30} \right)^2 (R_7^2 - R_9^2) \times 10^{-6} \\ p_6 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_7 &= p_1 - p_2 \end{aligned} \right\} \quad (7.3-56)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; $H_{\text{over-runner}}$ 为由于转轮引起的过压水头, m ; $H_{\max 2}$ 为最大下游水位, m ; Z_{dist} 为导叶中心高程, m ; n_2 为机组飞逸转速, r/min ; μ_2 为转轮下密封环离心力系数, $\mu_2=0.5$; $R_1 \sim R_9$ 如图 7.3-75 所示, m 。

6.3.5 正常水泵工况

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= g\rho(H_{\max 1}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_2 &= \left[g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) + \frac{\rho}{2} \left(\frac{R_3+R_7}{2} \frac{n\pi}{30} \right)^2 + g\rho \frac{Z_{\text{erosis}}}{2} \right] \times 10^{-6} \\ p_3 &= \left[g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) + \frac{\rho}{2} \left(\frac{R_3+R_7}{2} \frac{n\pi}{30} \right)^2 - \frac{\rho}{4} \left(\mu_1 \frac{\pi n}{30} \right)^2 (R_3^2 + R_4^2) \right] \times 10^{-6} \\ p_4 &= \left[g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}+H_1) + \frac{\rho}{2} \left(\mu_1 \frac{\pi n}{30} \right)^2 \left(R_4^2 - R_5^2 - \frac{R_4^2 - R_6^2}{2} \right) \right] \times 10^{-6} \\ p_5 &= \left[g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) + \frac{\rho}{2} \left(\frac{R_3+R_7}{2} \frac{n\pi}{30} \right)^2 - \frac{\rho}{4} \left(\mu_2 \frac{\pi n}{30} \right)^2 (R_7^2 - R_9^2) \right] \times 10^{-6} \\ p_6 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_7 &= p_1 - g\rho Z_{\text{erosis}} \times 10^{-6} \end{aligned} \right\} \quad (7.3-58)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; $H_{\max 1}$ 为最大上游水位, m ; $H_{\max 2}$ 为最大下游水位, m ; Z_{dist} 为导叶中心高程, m ; Z_{erosis} 为零流量水头, m ; H_1 为平衡管水头损失, m ; n 为机组额定转速, r/min ; μ_1 为转轮上密封环离心力系数, $\mu_1=0.5$; μ_2 为转轮下密封环离心力系数, $\mu_2=0.5$; $R_1 \sim R_9$ 如图 7.3-75 所示, m 。

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= g\rho(H_{\max 1}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_2 &= g\rho[0.85(H_{\max 1}-H_{\max 2}) + (H_{\max 2}-Z_{\text{dist}})] \times 10^{-6} \\ p_3 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\frac{\pi n}{30} \mu_1 \right)^2 (R_3^2 - R_4^2) \times 10^{-6} \\ p_4 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}+H_1) \times 10^{-6} + \\ &\quad \frac{\rho}{2} \left(\mu_1 \frac{\pi n}{30} \right)^2 \times \left(R_4^2 - R_5^2 - \frac{R_4^2 - R_6^2}{2} \right) \times 10^{-6} \\ p_5 &= p_2 - \frac{\rho}{4} \left(\mu_2 \frac{n\pi}{30} \right)^2 (R_7^2 - R_9^2) \times 10^{-6} \\ p_6 &= g\rho(H_{\max 2}-Z_{\text{dist}}) \times 10^{-6} \\ p_7 &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (7.3-57)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; $H_{\max 1}$ 为最大上游水位, m ; $H_{\max 2}$ 为最大下游水位, m ; Z_{dist} 为导叶中心高程, m ; H_1 为平衡管水头损失, m ; n 为机组额定转速, r/min ; μ_1 为转轮上密封环离心力系数, $\mu_1=0.5$; μ_2 为转轮下密封环离心力系数, $\mu_2=0.5$; $R_1 \sim R_9$ 如图 7.3-75 所示, m 。

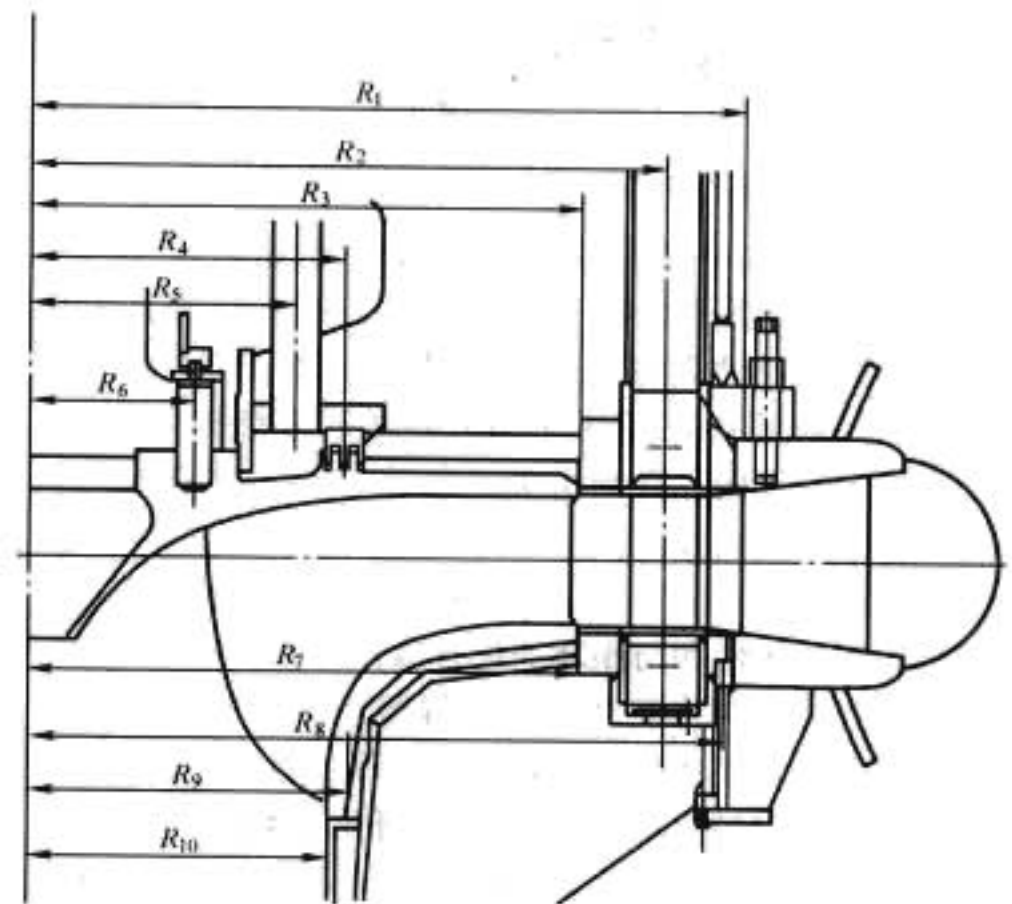


图 7.3-75 座环、顶盖、底环受力计算结构参数

6. 零流量工况

6.4 水泵水轮机顶盖刚度及动态特性分析

6.4.1 顶盖强度有限元分析计算

6.4.1.1 力学模型的选取及边界条件的确定

由于顶盖是典型的周期对称结构, 因此分析时选取一个对称周期就可以了, 如图 7.3-76 所示。同时, 为保证切开

断面上相应节点位移协调,采用周期对称边界条件,约束顶盖与座环分布圆半径上相应节点的Z方向位移,如图7.3-77所示。其中活动导叶、控制环以及主轴密封的重量以附加质量的形式添加到相应节点上。

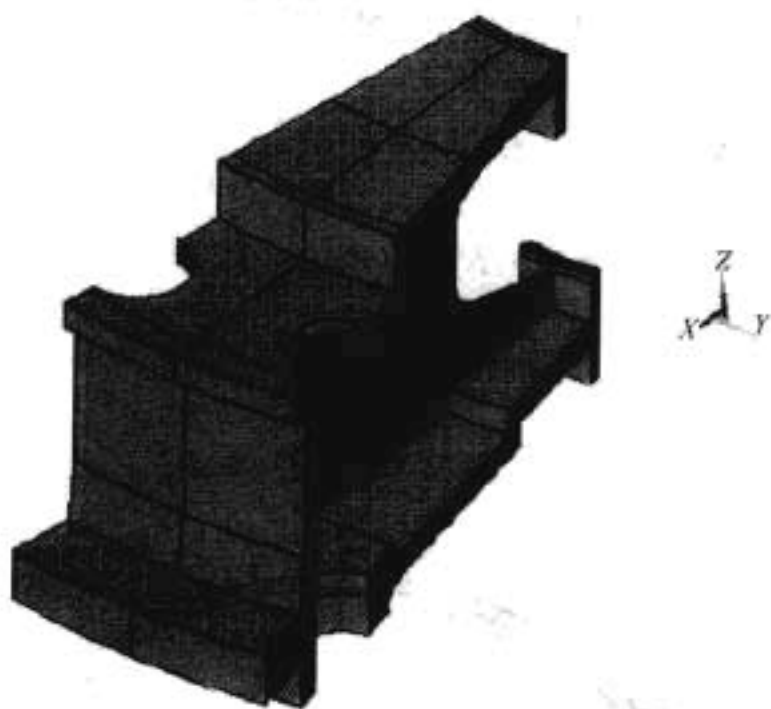


图 7.3-76 顶盖力学模型

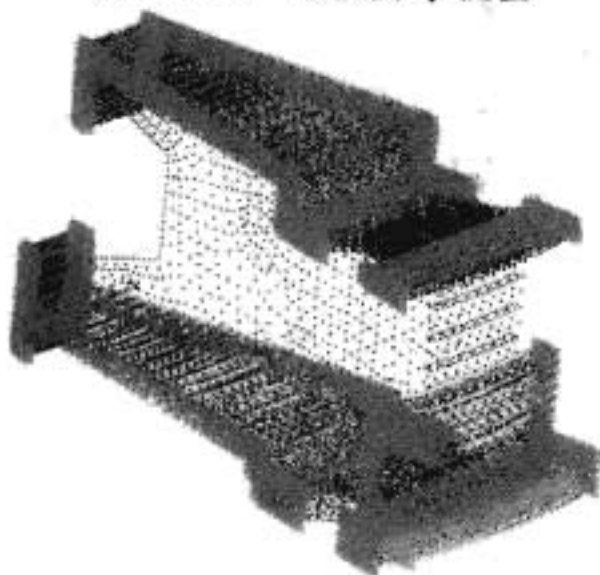


图 7.3-77 边界条件

6.4.1.2 顶盖承受的载荷

顶盖主要承受以下载荷:①水压力(如图7.3-74所示);②由于活动导叶承受水压力传到顶盖导叶孔处的作用力,如图7.3-78所示。

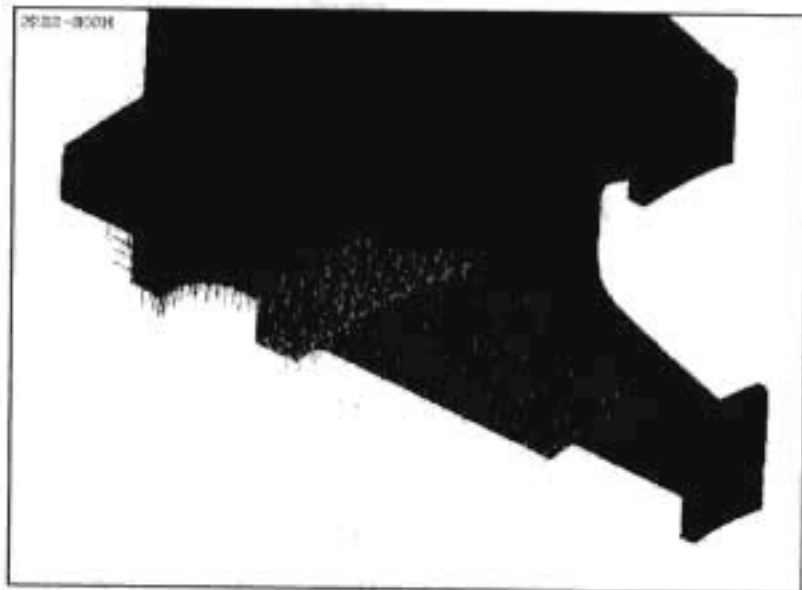
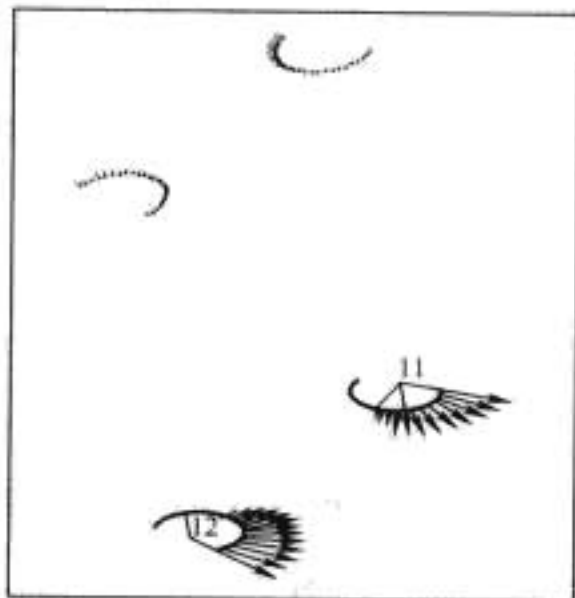


图 7.3-78 18 作用力

6.4.3.1 分析计算结果后处理

首先检查分析模型的准确性,即根据作用力与反作用力关系,检查分析结果的支反力是否与实际情况相吻合。

其次,检查顶盖的应力水平及其刚性。一般情况下,顶盖的应力水平较低。但是由于顶盖在整个水泵水轮机结构的位置,要求顶盖必须具有足够的刚度,因此,需要给出以下位置的轴向、径向位移,以供设计人员参考。

- (1) 上、下导叶孔处的轴向、径向位移(相对导叶孔中心)。
- (2) 主轴密封处的轴向、径向位移(相对机组中心)。
- (3) 导轴承处的径向、轴向位移(相对机组中心)。
- (4) 转轮上冠密封处的轴向、径向位移(相对机组中心)。

6.4.2 顶盖轴向、径向刚度分析计算

6.4.2.1 力学模型的选取及边界条件的确定

对于顶盖的轴向刚度计算,分析计算模型选取一个对称周期就可以了;但是,对于顶盖径向刚度计算需要选择半个或一个完整的顶盖作为分析计算模型。

轴向刚度系数载荷的施加:在顶盖水导轴承分布圆上的相应节点施加轴向力 F_z ;径向刚度系数载荷的施加:按余弦分布的形式在顶盖水导轴承处施加 F_R ,如图7.3-79所示。为防止产生刚体位移,约束顶盖与座环分布圆半径上相应节点的自由度。



图 7.3-79 顶盖径向刚度计算模型

6.4.2.2 分析计算结果后处理

首先检查各个工况下分析模型的准确性,可以通过求反力的方法检查。其次,计算顶盖的轴向、径向刚度系数

$$K_z = \frac{F_z}{\delta_{\max z}} \quad (7.3-59)$$

式中: F_z 为施加总的轴向力,N; $\delta_{\max z}$ 为最大轴向位移,mm。

$$K_R = \frac{F_R}{\delta_{\max R}} \quad (7.3-60)$$

式中: F_R 为施加总的径向力,N; $\delta_{\max R}$ 为最大径向位移,mm。

6.4.3 顶盖动态特性分析

6.4.3.1 力学模型的选取及边界条件的确定

在对顶盖进行动态特性分析时,可选取两种分析计算模型。一种是选取一个完整的顶盖作为分析计算模型;另一种是选取一个完整的对称周期作为分析计算模型,该计算模型可以在ANSYS软件中实现,在分析中采用对称循环子结构模型进行分析计算。

边界条件:约束顶盖与蜗壳座环把合螺栓分布圆上相应节点的 R 、 θ 、 Z 方向自由度。如果采用对称循环子结构方法,还需对切开断面的节点进行特殊处理,可参见相关的软件帮助提示。

6.4.3.2 分析计算结果后处理

顶盖属水轮发电机组的固定部件。为防止机组运行时产生共振,一般情况下,要求顶盖的固有频率要避开机组的旋

转频率；应考虑叶片个数与导叶个数之间的相互关系，即由公式： $nZ_{\text{wicket gate}} \pm K = mZ_{\text{runner}}$ 确定可能引起的机组振动的顶盖模态， K 为顶盖振动的节径数，然后再找出在该节径下的顶盖振动频率是否与转频与导叶个数的乘积相近。

7 水泵水轮机蜗壳、座环设计

7.1 蜗壳设计

7.1.1 蜗壳结构特点和材料选择

常规水轮机蜗壳的设计原则是在结构条件和经济条件许可情况下采用较大的断面，以使水流能最均匀地进入转轮四周，当然导叶也起一部分均匀水流的作用。而常规水泵的蜗壳除为汇集转轮出流外还需同时完成转换水流动能为压力能的任务，故断面的大小和扩散程度必须适当，常规泵的蜗壳出口断面一般比同样流量水轮机蜗壳断面要小很多。

水泵水轮机的蜗壳希望能同时满足两种工况的要求，因而在设计上有一定难度。所幸在水泵水轮机转轮的外部都装有活动导叶和固定叶导，泵工况时水流通过这两道叶栅时已得到相当程度的扩散（固定导叶外缘的圆周面积可达到转轮出口面积的 1.6~1.8 倍），对蜗壳扩散作用的依赖已大大减少，因之两种工况对蜗壳断面的不同要求容易得到调和。从具体尺寸看，水泵水轮机蜗壳比较接近水轮机蜗壳，而与水泵蜗壳相差较多。

水泵水轮机一般采用断面形状为圆形的金属蜗壳，如图 7.3-80 所示。



图 7.3-80 水泵水轮机金属蜗壳

蜗壳由钢板卷成的许多圆锥形环节焊接而成，板厚取决于截面尺寸和应力计算。蜗壳与座环的连接一般采用过渡段连接方式，过渡段一般不采用直板结构，而是弧形，有利于力的传递，直板会产生大的弯曲应力。过渡段的长度一般取厚度的 7~10 倍，即： $L = (7 \sim 10)E$ 。需要工地焊接的蜗壳尽量采用过渡段。过渡段在工厂内焊接以后要进行消除应力处理。蜗壳与座环的连接也有公司设计采用在蜗壳环节间与座环环板 T 型连接焊缝处设置三角板（如图 7.3-81 所示）。这些三角板的壁厚比相邻的蜗壳板厚稍大，这样蜗壳钢板与座环的过渡区域的应力减少了，从而可省去过渡段。

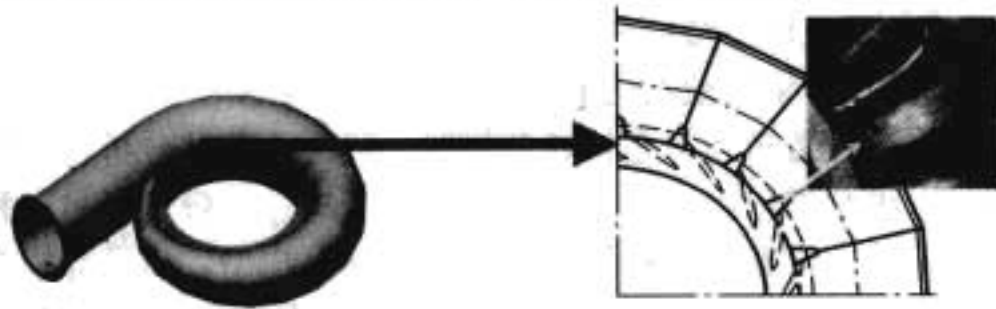


图 7.3-81 桐柏抽水蓄能电站蜗壳三角板过渡段结构

蜗壳材料多采用中、高强度低合金钢。常用材料见表 7.3-7。

表 7.3-7 蜗壳常用材料

材料代号	WDB620	ADB610DL	20g	16MnR	NK-HITEN610U
屈服极限 (MPa)	500	500	245	345	490

7.1.2 蜗壳断面厚度计算

在蜗壳的设计中，根据材料的许用应力按经验公式可计算蜗壳壁厚。蜗壳断面图如图 7.3-82 所示。

其中： $R_{\text{enb}} = R_{\text{end}} + \frac{D_e}{2}$, $R_h = \frac{D_e}{2}$, $\gamma = \frac{\pi}{4}$

$R'_1 = R_1$, $R'_1 = R_1 + \frac{e_{v1}/2}{\cos(\gamma_1)}$, $R = R_h$

$$\begin{cases} S_{Hi} = (\pi - \gamma)R_h^2 + (R_{\text{enb}} - R_{\text{end}})R_h \sin(\gamma) \\ \cos(\gamma) = \frac{R_{\text{enb}} - R_{\text{end}}}{R_h} \\ (R_{\text{enb}} - R'_1)^2 + Z_{ac}^2 = R_h^2 \end{cases}$$

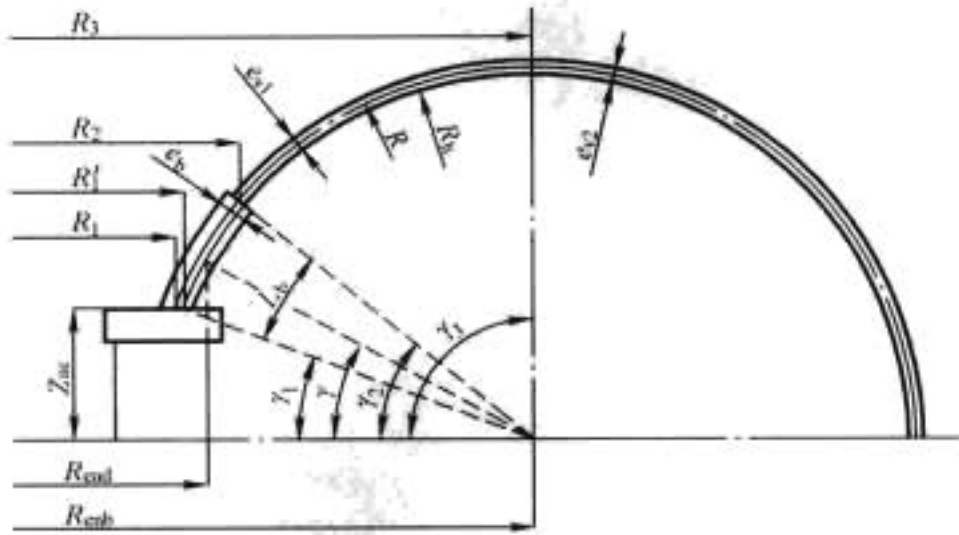


图 7.3-82 蜗壳断面参数

S_{Hi} 为断面积。

$R'_1 = R_1 + \frac{e_{v1}/2}{\cos(\gamma_1)}$, $\gamma_1 = \arcsin\left(\frac{Z_{ac}}{R}\right)$, $R = R_h + \frac{e_{v1}}{2}$

$a = R_{\text{enb}}$, $b = R_h$, $c = \gamma$, 按下式进行迭代计算：

$$\begin{bmatrix} a_{n+1} \\ b_{n+1} \\ c_{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_n \\ b_n \\ c_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial a} & \frac{\partial F_1}{\partial b} & \frac{\partial F_1}{\partial c} \\ \frac{\partial F_2}{\partial a} & \frac{\partial F_2}{\partial b} & \frac{\partial F_2}{\partial c} \\ \frac{\partial F_3}{\partial a} & \frac{\partial F_3}{\partial b} & \frac{\partial F_3}{\partial c} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix}$$

其中：

$F_1 = (\pi - c)b^2 + (a - R_{\text{end}})b \sin(c) - S_{Hi}$

$F_2 = a - b \cos(c) - R_{\text{end}}$

$F_3 = (a - R'_1)^2 + Z_{ac}^2 - b^2$

$R = R_h + \frac{e_{v1}}{2}$

$S_{Hi} = (\pi - \gamma)R_h^2 + (R_{\text{enb}} - R_{\text{end}})R_h \sin(\gamma)$

$\gamma_1 = \arcsin\left(\frac{Z_{ac}}{R}\right)$, $R_1 = R_{\text{enb}} - R \cos(\gamma_1)$

$e_b = p \frac{R(R_{\text{enb}} + R_1)}{2R_1 \sigma_b}$

$L_b = R(\gamma_2 - \gamma_1)$

$L_b = 7e_b$

$\gamma_2 = \arccos\left(\frac{R_{\text{enb}} - R_2}{R}\right)$

$\gamma_2 = \gamma_1 + \frac{L_b}{R}$

$R_2 = R_{\text{enb}} - R \cos(\gamma_2)$

$e_{v1} = p \frac{R(R_{\text{enb}} + R_2)}{2R_2 \sigma_{s1}}$

$\gamma_3 = \arccos\left(\frac{R_{\text{enb}} - R_3}{R}\right)$

$$\gamma_3 = \frac{\pi}{2}$$

$$R_3 = R_{\text{enb}} - R \cos(\gamma_3)$$

$$e_{v2} = p \frac{R(R_{\text{enb}} + R_3)}{2R_3 \sigma_{s2}}$$

7.1.3 蜗壳应力计算

(1) 进口圆环部分应力。

薄膜应力按式 (7.3-61) 计算

$$\sigma = E \frac{\delta_R}{R} \quad (7.3-61)$$

式中: E 为弹性模量; δ_R 为计算点的径向厚度; R 为计算点的半径。

(2) 蜗壳部分应力计算。

薄膜应力按式 (7.3-62) 计算

$$\left. \begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{pR(R_{\text{enb}} + R_2)}{2R_2 e_{v1}} \\ \sigma_2 &= \frac{pR(R_{\text{enb}} + R_3)}{2R_3 e_{v2}} \end{aligned} \right\} \quad (7.3-62)$$

(3) 关于设计应力的选取。

一般来说, 主合同中对主要部件的许用应力都有要求, 如: 正常工况 $S_n = 1/3Y_s$, 试验工况 $S_p = 2/3Y_s$, 过渡升压工况 $S_t = 1.33S_n$ 。

7.1.4 蜗壳的埋设方式与蜗壳的基础载荷

水泵水轮机蜗壳埋设方式与水轮机蜗壳的埋设方式一样, 目前国内外的蜗壳埋设方式主要有三种: ①蜗壳外铺设垫层 (弹性层) 后浇筑外围混凝土; ②蜗壳在充水加压的状态下浇筑外围混凝土 (蜗壳保压浇筑); ③蜗壳外直接浇筑混凝土, 即不设垫层, 也不充内压。

(1) 蜗壳外铺设垫层 (弹性层) 的埋设方式。

蜗壳外铺设垫层的埋设方式是指在蜗壳外部铺设垫层, 与混凝土隔开的埋设方式。此埋设方式, 蜗壳下半圆一般直接埋在混凝土中, 以便充分利用下半圆外围混凝土的握裹力作用减少蜗壳及座环的扭转变形。蜗壳上半圆铺设弹性垫层, 人为增大钢蜗壳与混凝土之间的缝隙, 使内水压力先由钢蜗壳独自承担; 当内水压力达到一定值后, 蜗壳产生膨胀, 垫层被压缩, 垫层就将与此压缩量相应的应力传到混凝土中。弹性理论分析表明, 该应力值由弹性垫层的厚度与弹模之比控制, 一般按混凝土基础的承压极限 0.5MPa 计算弹性层厚度。此埋设方式一般用于 100m 以下的低水头机组。我国以往大中型水电站的蜗壳, 大都采用这种埋设方式。蜗壳外铺设垫层的埋设方式存在的一些问题及可采取相应措施:

1) 蜗壳与座环连接处, 特别是采用蝶形边连接时, 有较大的弯曲应力, 而且正好位于焊缝处, 对强度不利; 垫层末端壳体有局部应力集中。为了降低座环与蜗壳连接处的弯曲应力, 前苏联取消了此处 1.5~2.0m 范围内的软垫层, 取得了良好效果。

2) 垫层材料仍然会传递荷载, 因而内水压力实际上不可能由蜗壳完全承担, 必然有部分内压外传, 外包混凝土必须考虑这部分荷载。而且, 由于垫层材料变形是非线性的, 且可能随时间变化, 要精确地估计传给混凝土的荷载比例是比较困难的。所以外围混凝土的强度应留有足够的余度。

3) 钢蜗壳与外包混凝土之间有垫层, 二者不能形成整体, 对机组抗振和蜗壳抗疲劳不利。为防止蜗壳在水力作用下产生周向移动, 一般蜗壳进口部分的弹性层应适当减薄或设置止推环。

(2) 蜗壳充水保压浇筑埋设方式。

蜗壳充水保压浇筑埋设方式是指座环及蜗壳安装、焊接及探伤检查完毕后, 进行蜗壳水压试验, 然后在充水保压状态下进行外围混凝土浇筑, 当混凝土达到一定强度后泄去内水压力。由于蜗壳的收缩, 在蜗壳和混凝土之间人为的形成了一个初始缝隙, 从而调节了蜗壳与混凝土的受力。机组运行时, 当内水压力小于预压载荷时, 水压完全由蜗壳承担; 当内水压力超过预压载荷时, 超过部分由蜗壳和外围混凝土联合承担。由于蜗壳的最大受力较前降低, 可适量减薄蜗壳钢板厚度, 降低制造难度, 同时外围混凝土因受力条件改善也减小了变形。蜗壳充水保压浇筑埋设方式与铺设垫层的埋设方式相比, 主要有以下一些优点:

1) 蜗壳及外包混凝土内应力比较均匀。

2) 蜗壳与外包混凝土之间的荷载分配比例可以根据需要选择, 而且荷载分配明确可靠。

3) 可以充分利用外包混凝土减少蜗壳及座环的扭转变形, 有利于提高蜗壳的整体刚度和抗振性能, 有利于机组稳定运行。

4) 蜗壳内不再加内支撑, 可减少支撑的费用和安装、拆卸所需的时间。

5) 蜗壳内的水重可以防止浇筑混凝土时蜗壳向上浮动, 否则需采用拉锚设施。

蜗壳保压浇筑的压力一般为 50%~80% 设计水头, 并且此值不能大于最小上游压力。这主要是为了保证机组在运行时的稳定性, 对混凝土的要求会高一些。一般用户都接受这一保压压力取值方法, 但也有将保压压力选为设计静水压力, 以降低对混凝土的要求。如果保压压力取得过高则在蜗壳进口需考虑设置止推环。

美国长期以来, 多采用蜗壳充水保压浇筑混凝土的埋设方式。这种方法最先由田纳西流域管理局 (TVA) 在 20 世纪 30 年代初作为最优方法而推广。美国机械工程师协会 (ASME) 的压力容器标准规定所有压力容器都必须进行水压试验, 蜗壳作为压力容器的一种, 采用充水加压的型式, 也满足了 ASME 标准的要求。这样水压试验和充水保压埋设蜗壳就作为历史惯例而存在于美国。加拿大对中高水头的大机组多采用充水保压埋设蜗壳, 其中有拉格朗德二级、丘吉尔瀑布等大水电站。在巴西, 200MW 以上机组, 即使水头不高, 也采用这种形式。西欧对大中型机组, 多采用充水保压埋设蜗壳, 单机容量超过 500MW 机组的水电站, 如大古力、古里、伊泰普等, 无一例外均采用了这种埋设方式。此外高水头、大容量的可逆式抽水蓄能机组, 采用充水保压埋设方式者居多。

我国近年来也开始采用充水保压浇筑埋设蜗壳。1991 年天生桥二级水电站 1~4 号机组 (单机容量 220MW) 是我国大型机组最早采用的。随后广州抽水蓄能电站一、二期工程、潘家口电站抽水蓄能机组、十三陵、二滩 (单机容量 550MW)、天荒坪 (单机容量 300MW)、回龙等工程的机组都采用了这种埋设方式, 三峡水电站 (单机容量 700MW) 左岸机组采用的也是这种埋设方式。随着更多的大容量、高水头常规机组和抽水蓄能机组的建设, 蜗壳采用充水保压浇筑混凝土的埋设方式在我国将有更多应用的趋势。

(3) 蜗壳直接浇筑混凝土埋设方式。

蜗壳不设软垫层, 也不充水保压而直接浇筑外包混凝土的埋设方式, 实质上是一种完全联合作用的结构。钢蜗壳只承受部分内水压力, 可以减薄钢板厚度。这种结构的优越性

是明显的,缓解了蜗壳的技术困难;用钢筋替代钢板,可以取得经济效益;完全联合承载的蜗壳具有很大的刚度和很高的强度安全性,对机组运行有利。

前苏联是钢衬钢筋混凝土蜗壳的首创者。从 20 世纪 60 年代起,苏联在克拉斯雅尔斯克和布拉茨克两座巨型水电站开展钢衬与钢筋混凝土联合承载的研究。为了降低座环与蜗壳连接处的弯曲应力,取消了此处 1.5~2.0m 范围内的软垫层,取得了良好效果。后来相继在努列克水电站(蜗壳设计压力 380m 水柱,单机容量 300MW)、英古里水电站(蜗壳设计压力 550m 水柱,单机容量 260MW)、萨扬舒申斯克水电站(蜗壳设计压力 286m 水柱,单机容量 640MW)实现了完全联合承载的蜗壳。在设计时,由钢衬和外包混凝土共同承受内水压力,不考虑由钢衬单独承受内水压力,因而钢衬可以减薄。萨扬舒申斯克水电站及其 640MW 机组也是世界上迄今为止采用完全联合承载蜗壳的最大水电站和最大机组。北欧国家和日本采用完全联合承载蜗壳的较多,但是与前苏联不同。这些国家的钢蜗壳是按照单独承受全部内水压力设计制造的,并不因有外包钢筋混凝土而将蜗壳减薄。

7.1.5 蜗壳的基础支撑

对大断面蜗壳,设置混凝土支墩是必要的。在蜗壳打压之前,需要浇筑混凝土支墩,因为蜗壳断面尺寸较大,如果没有宽大的混凝土支墩,那么在蜗壳内充满水的情况下,在水体及蜗壳本身重量的作用下,金属支腿与蜗壳的交焊部位就会产生较大的局部应力。金属支腿的作用是用于运输和工地组焊及高度调整。当然还有另一种选择,就是在支腿处设置环筋,增大刚度(有些机组的引水钢管就是如此处理的)。一旦有了混凝土支墩,金属支腿将不再起到支撑作用。在蜗壳打压期间,不能限制蜗壳的变形,因此,在金属支墩的调整楔板配合面上及蜗壳与混凝土支墩的接触面上均要求涂抹润滑油,以利于自由变形。

7.2 座环设计

7.2.1 座环的结构特点和材料选择

座环是立式水力机组的基础,它由上下两个断面较大的圆环和在圆周上排列的若干固定叶片所组成。座环结构主要有两类:一是过去传统使用的碟形边座环(如图 7.3-83 所示),二是近年来发展的平行边座环(如图 7.3-84 所示)。

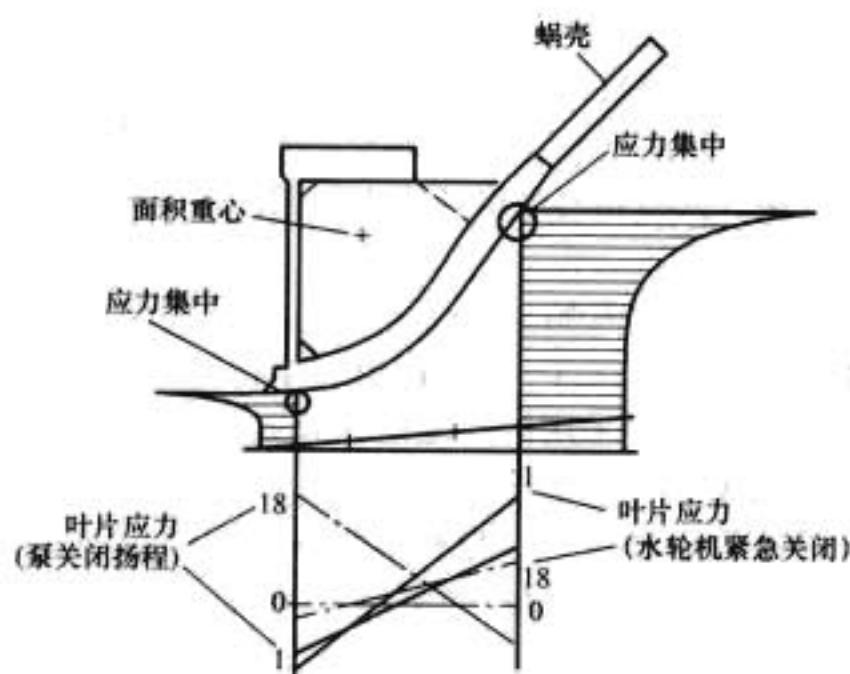


图 7.3-83 蝶形边座环固定导叶应力分布

以前常规水轮机多使用碟形边座环,主要因为由蜗壳过渡到导叶的距离内有一个较缓的收缩段,有利于水流平顺地进入导叶通道。在用于水泵水轮机时,过渡段对水轮机工况同样有利,水泵工况的水流反向通过这个过渡段也没有发现明显的不利影响。在结构上,碟形边座环的外缘与蜗壳各节

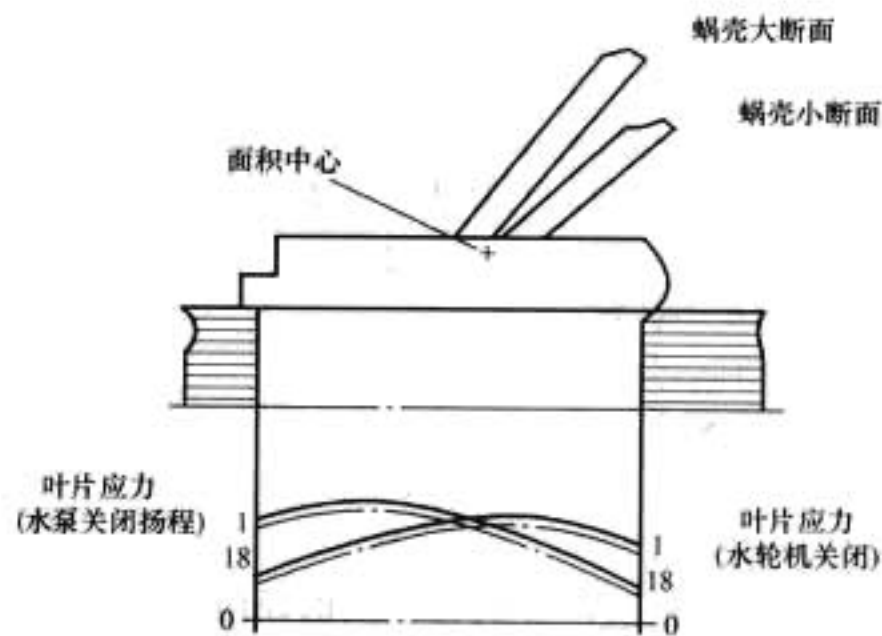


图 7.3-84 平行边座环固定导叶应力分布

的连接处都在同一直径上,由于这一限制,蜗壳的小断面必须使用椭圆断面,因而造成椭圆断面与蜗壳连接处座环和蜗壳的应力都比较大。

平行边座环主要是从改善座环受力条件提出的。使用平行边座环可以有效的降低固定叶片的应力。平行边座环的上下环过流面都是平板形,有利于用厚钢板制作,也有利于与固定导叶的焊接。平行式座环的结构允许蜗壳各节的连接点不在同一直径上,因而可以少用或不用椭圆断面,减少了加工难度。平行边座环的边缘伸入蜗壳里面。好像对水流有一个突变,但通过水流试验证明,同一转轮使用两种座环的水流分布情况差不多。使用平行边座环的水力性能与使用碟形边座环并无什么差异,而平行边结构在加工上却有很大优点,因此得到了广泛的应用。

座环固定导叶在水泵水轮机上起引导水流的作用,同时亦是受力部件。因此,固定导叶翼型设计,除了满足水力性能的要求,还要满足强度的要求。为满足强度的要求,选取数目较多的长而薄的固定导叶,其数目一般为活动导叶数的一半或相等。水泵水轮机固定导叶翼型的设计,要同时满足水轮机工况和水泵工况水力性能的要求,因此,翼型没有明显的头尾部区别。

由于混流式水泵水轮机水头一般比较高,相对应座环的应力水平也较高,因此水泵水轮机座环通常采用可焊性好的中、高强度低合金钢材制造(见表 7.3-8)。座环的上下环板一般采用抗撕裂钢板,如 TSTE355-Z25 或 Z35。

表 7.3-8 座环常用材料

环板材料	16MnR-Z25	TSTE355-Z35	TSTE355-Z25	NKHTEN610U	ZG230-450
屈服极限 (MPa)	345	350	350	490	230
固定导叶材料	Q345B	SM490B	20g	ZG20SiMn	ZG230-450
屈服极限 (MPa)	345	285	225	275	230

7.2.2 座环的基础受力

座环的基础受力与机组的运行工况有关,并且与底环的结构和布置有关(有关内容参见底环部分)。

座环传递到混凝土的垂直力 F_v 。

在无水情况下,此力为其上的发电机、水轮机所有部件重量之和,包括一定的混凝土重量。此力垂直向下,通过座环下部的基础环板传递给混凝土,混凝土许用比压为 5MPa。

运行工况下,由于内压,导水机构内作用在底环上的力 F_b (此力向下,如由于底环或基础环埋入混凝土中,则其中一部分传递给座环下环板,一部分直接传递给混凝土地

基)、作用在顶盖上的力 F_{sup} (此力垂直向上) 以及作用在座环上的不平衡力 F_p (此力向下, 是由于顶盖、底环与座环的密封位置不同而产生)。

$F_v = F_{\text{sup}} - F_{\text{inf}} - F_p$, 此合力垂直向上, 由地脚螺栓来平衡, 传递给混凝土地基 (如图 7.3-85 所示)。每个地脚螺栓受力 σ_1 , 螺栓预紧力为 $1.5 \sim 2.0 \sigma_1$ 。

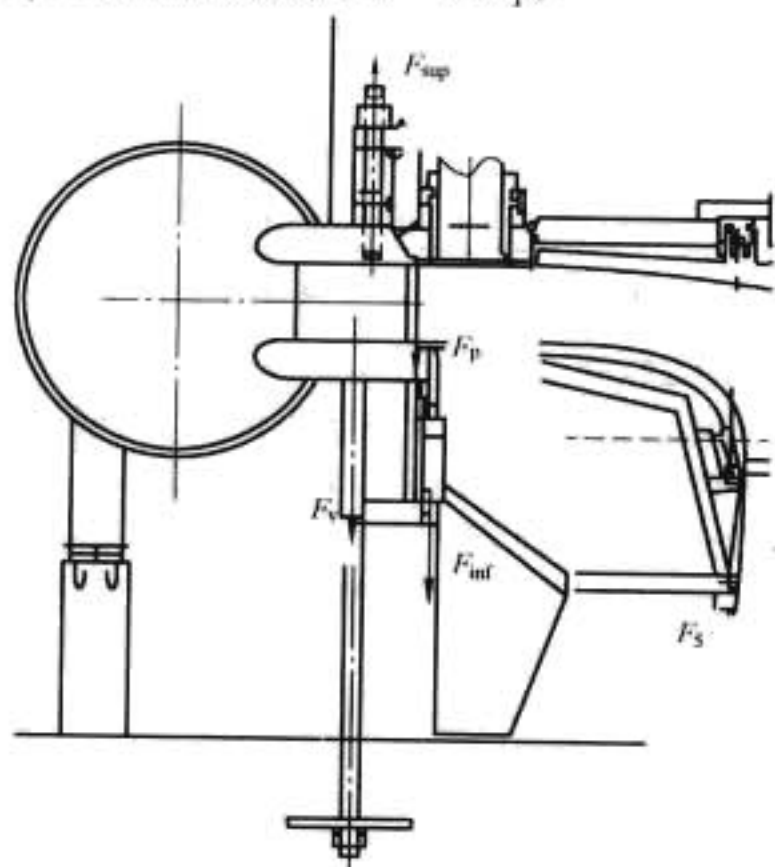


图 7.3-85 座环的基础受力分析图

F_v 按零流量泵启动工况 (正常工况) 和甩负荷工况 (紧急工况) 两种最不利工况计算。

地脚螺栓预紧力按正常工况计算, 按紧急工况校核。

由于底环埋入混凝土中, F_b 其中一部分传递给座环下环板 F_{inf} , 一部分直接传递给混凝土地基 F_5 。在进行底环有限元 (FEM) 计算时 F_{inf} 、 F_5 能准确给出。在初期计算时使用经验值:

$$F_{\text{inf}} = 0.6 F_b, F_5 = 0.4 F_b \text{ (对较高水头);}$$

$$F_{\text{inf}} = 0.5 F_b, F_5 = 0.5 F_b \text{ (对较低水头)。}$$

7.3 蜗壳座环强度分析

蜗壳座环主要承受水压力和顶盖、底环传来的拉力, 对蜗壳座环进行有限元分析时, 主要考虑以下 6 种工况:

- (1) 正常水轮机工况。
- (2) 导叶全关闭时水轮机工况。
- (3) 紧急停机时的过压工况。
- (4) 转轮甩负荷时的过压工况。
- (5) 水泵正常工况。
- (6) 零流量工况。

一般情况下, 由于蜗壳属压力容器, 因此根据 ASME 中规定的应力设计准则判断蜗壳座环的许用应力值。

对于由有限元法计算得到的局部应力, 国际上通行的许用应力选择方法是 ASME 的分析应力准则。ASME 标准第 8 卷第 2 册给出了一些用有限元法计算应力的限制应力, 并将应力分类如下: p_m 为初次薄膜应力; p_l 为初次局部应力 (不连续但没有应力集中); p_b 为初次弯曲应力; q 为二次薄膜应力 + 不连续的弯曲应力。

对于设计压力的参考应力为: $s_m = \text{Min} \left(\frac{\sigma_b}{3}, \frac{2}{3} \sigma_s \right)$; 不

同应力的许用应力定义为: $p_m < s_m, p_l + p_b < 1.5 s_m, p_l + p_b + q < 3 s_m$ 。

在特殊工况下 (打压试验条件下), 蜗壳的许用应力取为: $p_m < 0.9 \sigma_s, p_m + p_b < 1.35 \sigma_s$ 。

7.4 水泵水轮机固定导叶动态特性分析

通常情况下采用经验系数方法和通过相应的公式直接求出固定导叶在水中固有频率。

一般情况下, 固定导叶在水中固有频率的下降系数取 $0.7 \sim 0.75$ 之间; 多数情况取 0.7 。另外还可以通过下面的公式确定固定导叶在水中的固有频率。

这样固定导叶在空气中的第一阶弯曲固有频率

$$f_b = \frac{22.35}{2\pi H^2} \sqrt{\frac{EI_m}{\rho A_{SV}}} \quad (7.3-63)$$

式中: H 为固定导叶高度, mm; I_m 为固定导叶截面最小惯性矩, mm^4 ; A_{SV} 为固定导叶截面面积, mm^2 ; ρ 为钢材密度, kg/mm^3 ; E 为材料弹性模量, Pa。

对应的在水中的第一阶弯曲固有频率

$$f_{bw} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi \rho_{\text{water}} L^2}{4 \rho A_{SV}}}} f_b \quad (7.3-64)$$

式中: L 为固定导叶截面长度, mm; ρ_{water} 为水的密度, kg/mm^3 。

固定导叶在空气中第一阶扭转固有频率

$$f_t = \frac{1}{2H} \sqrt{\frac{GJ}{\rho I_p}} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{2}{\beta l} \text{th} \left(\frac{\beta l}{2} \right)}} \quad (7.3-65)$$

式中: $J = \frac{S^4}{4\pi I_p}$; I_p 为极惯性矩, mm^4 ; $I_p = \iint_A \rho^2 dA$; $\beta l = 2.148 \frac{H}{\frac{A_{SD}}{e} - 1}$; e 为固定导叶横截面厚度, mm。

相应地, 在水中第一阶扭转固有频率

$$f_{tw} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi \rho_{\text{water}} L^4}{128 \rho I_p}}} f_t \quad (7.3-66)$$

8 水泵水轮机尾水管设计

尾水管是水力流道的一部分, 在水流通过转轮后, 尾水管能承受水柱的机械力, 以最小的水力损失引导水流, 它包括如下部件: 尾水锥管、肘管里衬、用以检查转轮和尾水管自身的尾水管里衬进入门、用于水轮机运行和排水的连接管路、用于电站水系统的连接管路、压力测头等。

8.1 尾水管结构特点

水泵水轮机尾水管与常规水轮机尾水管是相像的 (如图 7.3-86 所示)。两者相比较, 水泵水轮机尾水管具有相

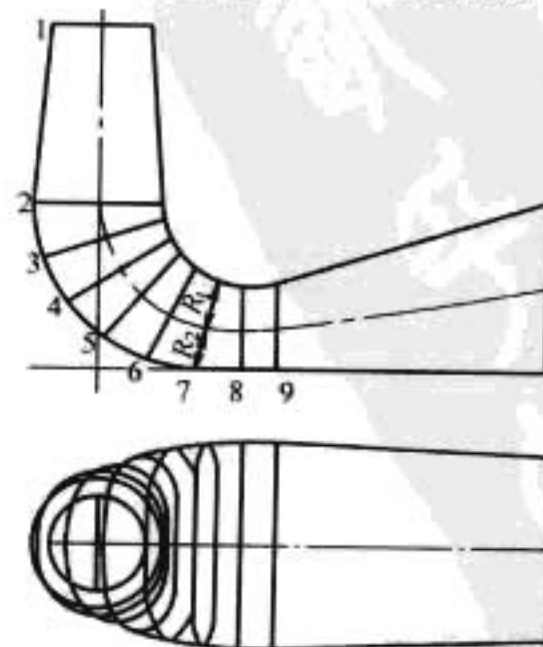


图 7.3-86 典型的尾水管单线图

对较长的直锥段。水泵水轮机尾水管通常采用连续扩散型肘管，肘管部分可根据“连续扩散”的面积变化律，采用圆断面或椭圆断面。一般低比速水泵水轮机通常采用全圆断面尾水管，中高比速水泵水轮机肘管通常采用椭圆断面形状。

尾水管里衬通常选用普通钢板制作。在直锥段水流速度较大，为防止对尾水管的冲刷损坏和空蚀，在锥管进口设一段不锈钢。由于部件的尺寸原因，通常都是先制造成型，在工地组装。里衬外壁加有环肋和立肋以增加刚度。为了便于检查转轮和尾水管自身，尾水锥管内必须安装一个可拆卸平台。这个平台由梁组成，梁要插入尾水锥管的凹槽内，形成网状框架，上面铺木地板。肘管上设有顶盖平压管接口，蜗壳排水管接口，在弯肘处还布置有测压接头。

8.2 尾水管的基础受力

里衬的固定是由外部的浇筑在混凝土中的肋板和锚杆实现。在尾水管支腿的部位通常设置有半圆筋板（下半圆）增强局部刚度，支腿与筋板焊接。

对某一段尾水管里衬而言，其自重为 W_1 ；混凝土浮力为 F_c ， $F_c = \rho g V$ 。

液态混凝土密度 $\rho = 2500 \text{ kg/m}^3$ ； $g \approx 10$ ； $V = 2R_v HL$ ， R_v 为某一段尾水管里衬（长度 L ）的平均半径。

拉杆一般为圆钢，预紧力 F_b ，预紧应力 $\sigma_p \leq 2/3 \sigma_s$ 。本段全部拉杆的预紧力 F_b 的垂直分力 nF_{bv} 与本段尾水管自重 W_1 之和应大于混凝土浮力 F_c ，即： $nF_{bv} + W_1 \geq F_c$ ，由此可以确定拉杆的预紧力 F_b （这里计算出的 F_b 没有加裕量）。此外还要核算本段拉杆的预紧力 F_b 的水平分力 $(n/2) \times F_{bh}$ 应大于因尾水管单边浇筑混凝土而产生的水平推力 F_H 。

尾水管支腿对混凝土的压力应小于 5 MPa 。正常工作时，周围的混凝土将起到支撑作用。不再需要支墩的支撑。为防止支腿处尾水管产生局部挠曲变形，产生局部应力集中，因此支腿处必须设置肋板，且与支腿焊为一体。

尾水管锥管水力载荷 F_d （如图 7.3-87 所示），考虑部分负荷情况下，锥管内存在较大空腔，假设锥管内存在一半空气、一半水体，水体按 $1/3$ 转轮转速旋转产生离心力作用在锥管里衬上，传递给外面的混凝土。

$$F_d = m\omega^2 R_g \quad (7.3-67)$$

式中： m 为锥管内旋转水环的质量； R_g 为水环重心位置半径； ω 为旋转角速度（一般按 $1/3$ 额定转速计算）。

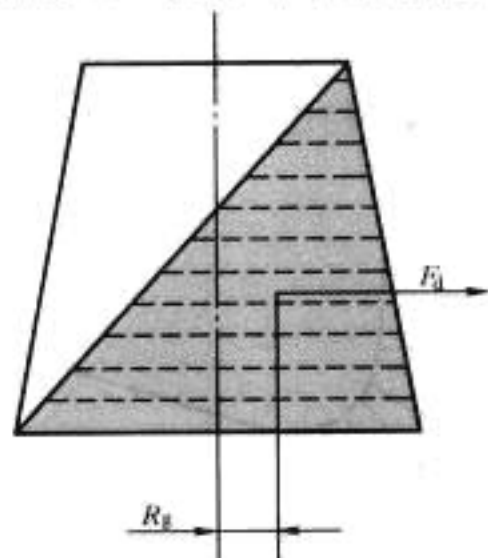


图 7.3-87 锥管水力载荷 F_d

8.3 尾水管强度计算

8.3.1 尾水管弹性校验

把尾水管里衬看成承受内、外载荷的圆筒来计算（如图

7.3-88 所示），圆筒的最大薄膜应力

$$\sigma = \frac{pr}{t} \quad (7.3-68)$$

式中： r 为里衬半径； t 为薄壳厚度； p 为内部压力。

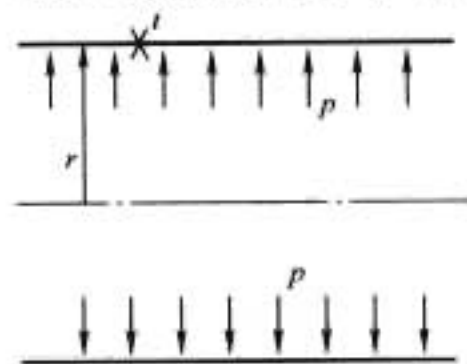


图 7.3-88 尾水管强度计算图

8.3.2 稳定性校验

(1) 尾水管在浇筑混凝土和机组正常运行期间，两支撑环肋间薄壳校验。按照美国土木工程师协会规程，两支撑环肋间的薄壳将被当做周围有回填混凝土约束的圆筒管，此薄壳被假设成由环肋简单支撑，整个结构上受力均衡（如图 7.3-89 所示）。

根据 Timoshenko 理论，临界压力计算

$$\frac{(1-\nu^2)p_{cr}r}{Et} = \frac{1-\nu^2}{(n^2-1)\left(1+\frac{n^2L^2}{\pi^2r^2}\right)} + \frac{r^2}{12r^2} \left[n^2-1 + \frac{2n^2-1-\nu}{1+\frac{n^2L^2}{\pi^2r^2}} \right] \quad (7.3-69)$$

式中： p_{cr} 为临界压力； E 为弹性模量； ν 为泊松比； r 为薄壳半径； t 为薄壳厚度； L 为两环肋之间长度； n 为全部范围内半圆支撑数。

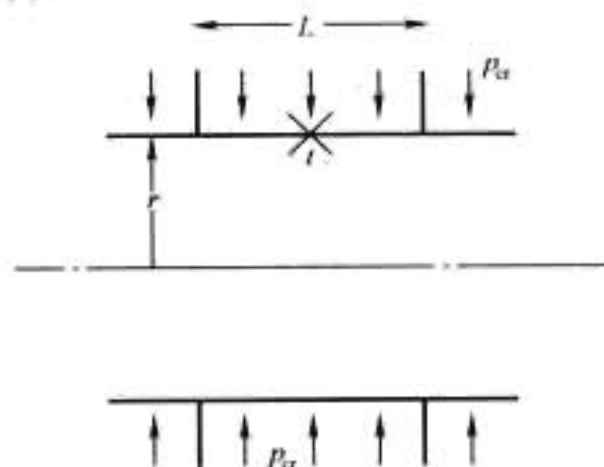


图 7.3-89 尾水管稳定性校验计算图

(2) 浇筑混凝土期间自由圆环校验。假定环肋和里衬联结且无约束（如图 7.3-90 所示），根据 Timoshenko 理论，临界压力计算

$$p_{cr} = \frac{3EI}{LR^3} \quad (7.3-70)$$

式中： p_{cr} 为临界压力； E 为弹性模量； R 为联结板计算半径； I 为联结板断惯性矩； L 为两环肋之间长度。

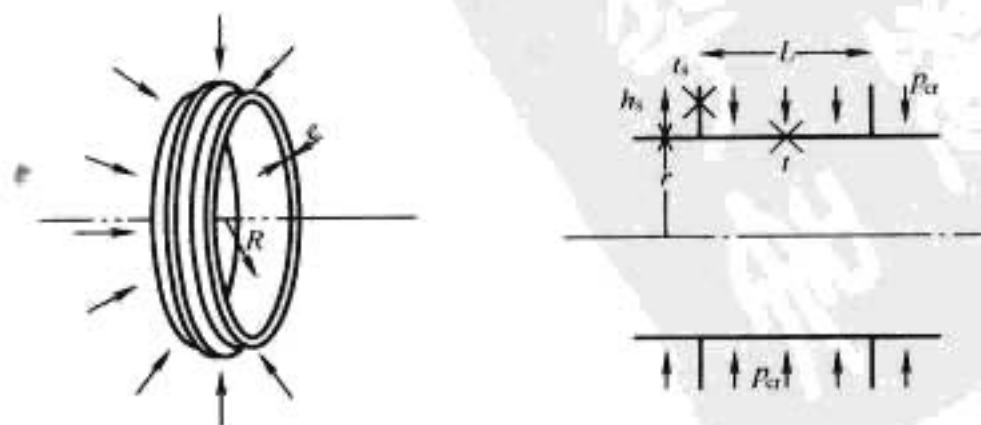


图 7.3-90 尾水管稳定性校验计算图

联结板长度计算取小值: $l = \min(1.556 \times \sqrt{r \times t} + t_1 | L)$, t 为薄壳厚度; t_1 为环肋厚度。

8.3.3 混凝土环校验

按照美国土木工程师协会规程, 临界压力按 Jacobsen 方程计算。

$$\frac{R^2 F}{J} \left(\frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \right)^3 \left\{ \alpha \frac{\Delta \pi}{R} - \beta \frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \left[1 + \frac{\tan^2(\alpha - \beta)}{4} \right] \right\} - \left(\frac{9\pi^2}{4\beta^2} - 1 \right) \left[\pi - \alpha + \beta \left(\frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \right)^2 \right] = 0 \quad (7.3-71)$$

$$\frac{R^2 P}{EJ} \left(\frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \right)^3 - \left(\frac{9\pi^2}{4\beta^2} - 1 \right) = 0 \quad (7.3-72)$$

$$\frac{S_y}{E} - \frac{h}{R} \left(1 - \frac{\sin \beta}{\sin \alpha} \right)^3 - \frac{PR}{EF} \frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \times \left[1 + \frac{8hRF}{12\pi J} \beta \frac{\sin \alpha}{\sin \beta} \tan(\alpha - \beta) \right] = 0 \quad (7.3-73)$$

式中: P 为临界压力和两环肋间长度的乘积, $P = p_{cr} \times L$; E 为弹性模量; S_y 为材料的屈服极限; ν 为泊松比; R 为连接板计算半径; J 为连接板断惯性矩; F 为两环肋间板的断面积; h 为中间轴到环肋外边缘长度; Δ 为衬板与混凝土间间隙。

尾水管里衬强度校核, 主要校核尾水管在浇筑混凝土和机组正常运行期间 (里衬与混凝土之间承受最大尾水压力) 的刚度, 确保不会被压垮。混凝土浇筑高度 H 每次应小于 1m, 保养期 24h; 第一次混凝土浇筑的高度应将支腿完全盖住, 保养期 72h。

9 水泵水轮机辅助系统及管路设计

水泵水轮机与常规水轮机一样, 机组辅助系统包括油、气、水辅助系统; 而水泵水轮机一般有如下管路设置:

- (1) 上游引水钢管及蜗壳排水管路。
- (2) 尾水管排水管路。
- (3) 机坑排水管+主轴密封排水管+自吸泵排水管。
- (4) 导叶下轴径减压排水管。
- (5) 调相压气管。
- (6) 调相排气管。
- (7) 止漏环冷却水管。
- (8) 蜗壳排气管。

- (9) 蜗壳上部消水环排水管。
- (10) 顶盖平压管。
- (11) 消水环管。
- (12) 检修密封进气管。
- (13) 主轴密封冷却水管。
- (14) 水导轴承冷却水管。
- (15) 机组取水管。
- (16) 测量管路。

9.1 水泵水轮机油系统组成和管路设计

水泵水轮机油系统与水轮机的油系统基本相同, 即由调速器 (机械柜和电气柜)、油压装置、控制设备、压缩空气补气装置、各设备之间以及调速器至导叶接力器之间的连接管路、阀门以及控制元件等组成。采用单元式接力器的系统, 如不设同步环的, 则需设有导叶同步数控装置使各导叶的开度误差满足运行要求。广州抽水蓄能电站二期单导叶接力器的系统, 采用了先进的数控技术使 20 个导叶同步误差不大于 0.05%。

管路设计的基本原则: 一般情况下接力器以最大速度运动时, 管中最大流速不大于 5m/s。

9.2 水泵水轮机气系统设计

9.2.1 中压气系统的设计

9.2.1.1 中压气系统的组成和布置型式

抽水蓄能机组一般都配备有独立的中压气系统, 该中压气系统主要为满足机组的发电调相和抽水调相、水泵工况启动时转轮室的充气压水用气 (包括转轮在空气中旋转的渗漏补气) 以及调速器和进水阀的压力油罐补充用气的要求, 中压气系统主要包括空气压缩机、过滤干燥器、贮气罐、控制操作阀门、自动化元件、手动阀门、水位信号器以及所需的控制操作设备等。

中压气系统通过空气压缩机到各贮气罐、贮气罐到转轮室充气口 (一般布置在直锥管段进口处)、贮气罐到调速器及进水阀压力油罐的所有连接管道和阀门等组成中压气系统的系统管路。

抽水蓄能机组的中压气系统具体的布置形式主要分为两种: 一种是其主要设备空气压缩机、过滤干燥器、贮气罐 (通常并联布置) 以及所需的控制操作设备等均布置在统一的空压机室内 (如图 7.3-91 所示), 国内的大部分电站均采用

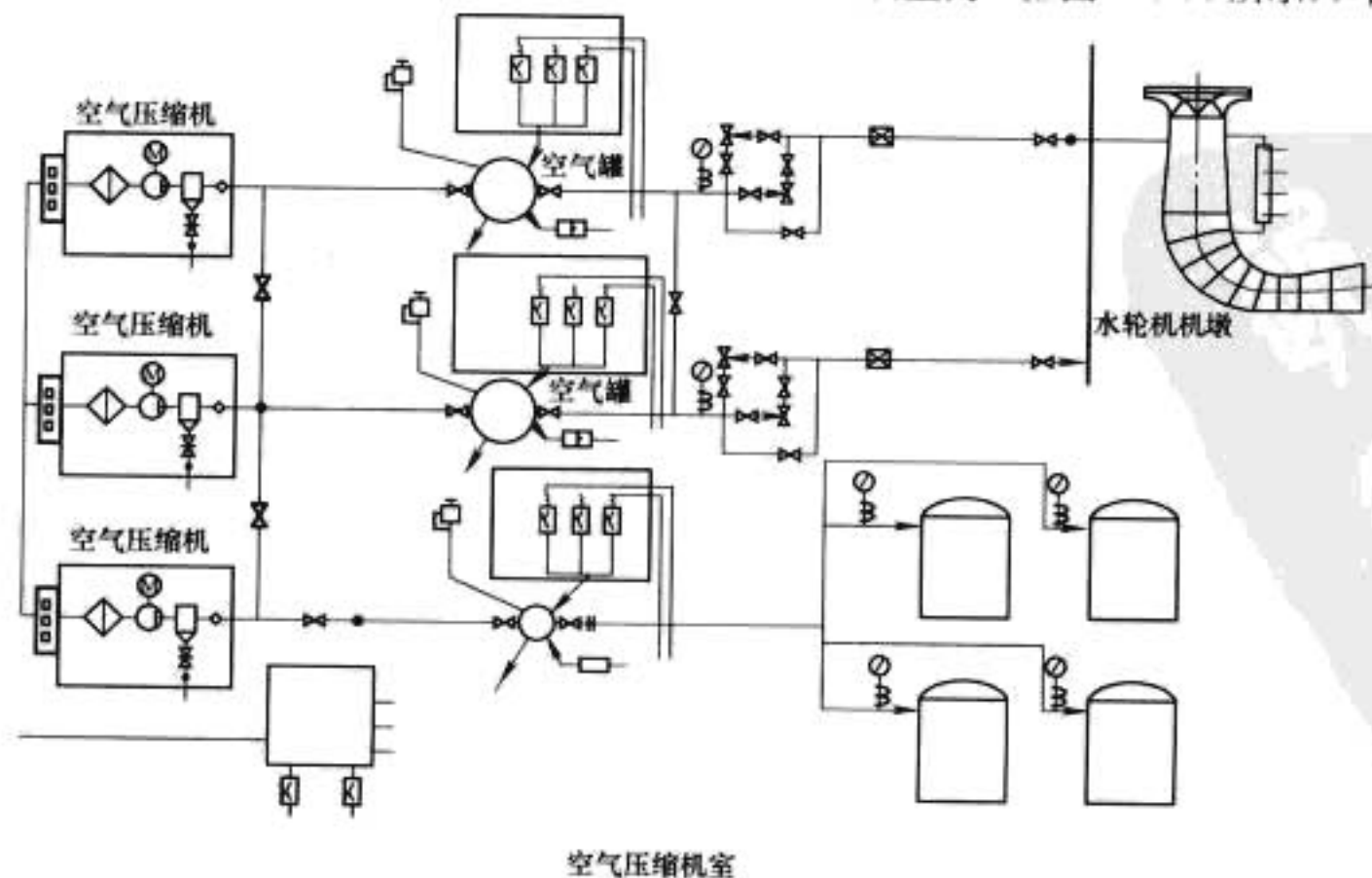


图 7.3-91 中压气系统的布置方式 (一)

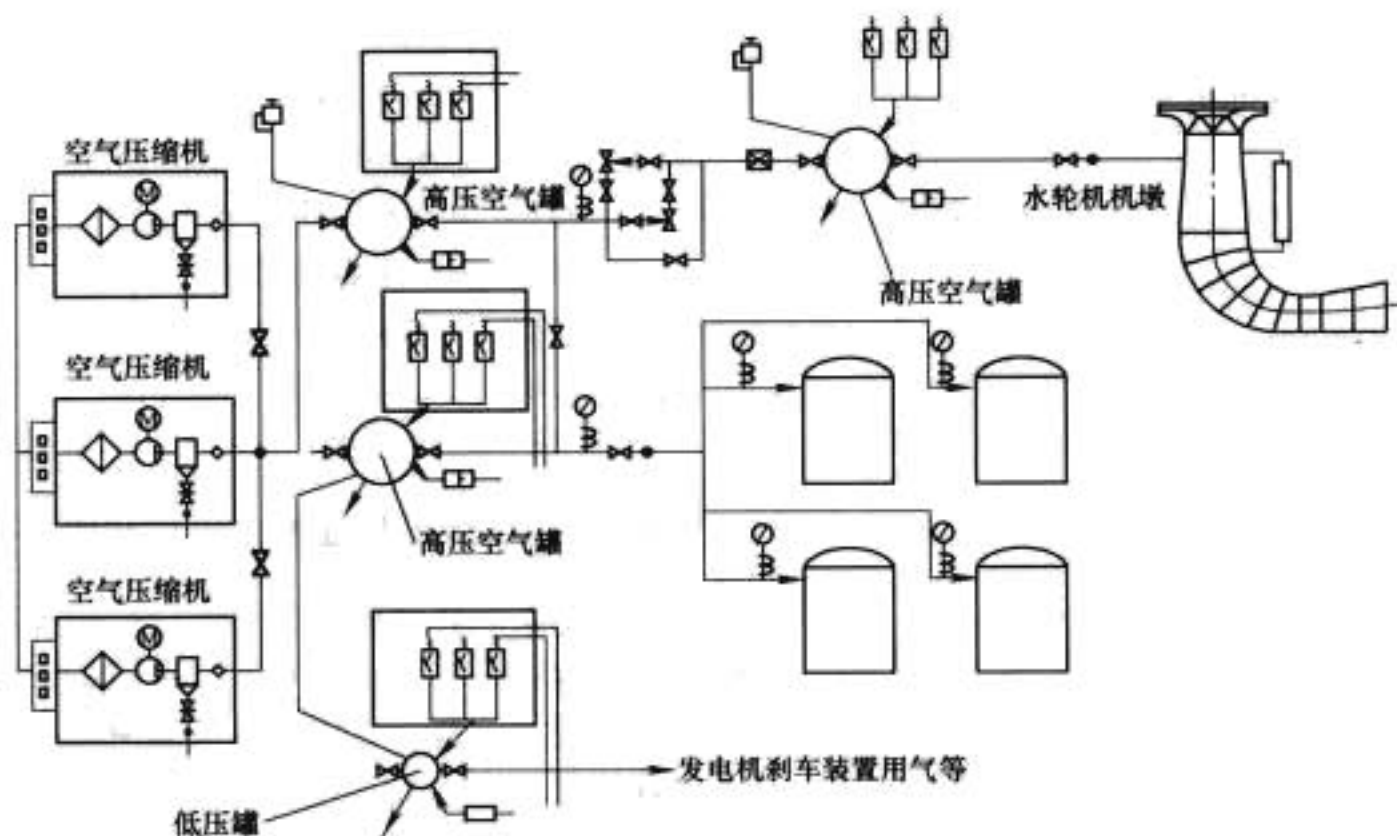


图 7.3-92 中压气系统的布置方式 (二)

用此种布置形式，此形式利于电站的管理以及日常的检修和维护；另一种是该系统的贮气罐的布置形式与前一种有所不同，主要是其将贮气罐分为平衡气罐、补偿气罐以及用于调速器和进水阀压力油罐的补偿气罐，其中空气压缩机将压缩空气传输给平衡气罐，再由平衡气罐传递给补偿气罐，此所谓的补偿气罐通常布置在阀室层，锥管进入廊道旁，主要用于水泵工况启动时转轮室的充气压水用气（包括转轮在空气中旋转的渗漏补气），这种布置形式（如图 7.3-92 所示）主要可减少压缩空气的传输过程中的沿程损失，缩短机组工况转换的时间。

9.2.1.2 中压气系统的选择

空气压缩机总排气量一般按以下原则确定：

水泵水轮机完成一次压低水面的用气量，空气压缩机将在规定时间内供给；一次压低水面用气量指主机作水泵启动时，从打开压水气阀开始，到发电电动机并网全过程的总用气量（包括水泵旋转备用以及调相工况的漏气量等）。

根据冷却形式的不同，空气压缩机一般有两种形式，一种是空气冷却方式，一种是水冷却方式。一般空气压缩机主体结构应是多级活塞往复式的，每台空气压缩机均配有气水分离器、空气过滤器、止回阀、减压阀、起动减荷装置、温度信号器、压力信号器、冷却水示流信号器、测量表计、电磁阀和操作控制装置等。

空气压缩机启动和停机除由压力信号器自动远方控制外，还配有现地手动操作系统。

转轮室的水体体积（包括管路中的水体体积）和尾水位压力以及工况转换的时间来决定。

空气压缩机排气压力应比压水用贮气罐最高运行压力高 0.5MPa 以上。通常中压气系统还要外加空气压缩机一台，为该系统提供备用。

9.2.2 低压气系统的组成和布置型式

水泵水轮机的低压气系统主要由供机组主轴检修密封供气用的减压阀、贮气罐、操作控制装置及其他必要的附件等组成，通常情况下检修密封供气管与发电机制动装置补气管统一进入补气柜中。由于水泵水轮机的尾水位较高，机组停机时应将检修密封投入。

9.3 水泵水轮机水系统设计

水泵水轮机水系统主要由冷却水系统（即技术供水系

统）、排水系统和顶盖减压排水管路和顶盖与基础环与转轮之间的均压管等组成。

顶盖减压排水管路和混流式机组一样，目的是为减少转轮向下的水推力。

在顶盖和转轮上冠之间与基础环与转轮下环之间布置均压管以平衡两腔之间的压力，以改善机组运行的稳定性。

9.3.1 水泵水轮机冷却水系统及布置型式

冷却水系统（即技术供水系统）由主轴密封润滑水和水导轴承的冷却水管路以及上下止漏环的冷却水供水管路等组成。

在水泵水轮机进行造压启动和调相运行时，机组通过冷却水管对上下止漏环进行冷却，以免由于调相时间过长，引起上下止漏环发热。在上下止漏环冷却水管上，设置有电动阀门、检修阀门以及测温元件等。一般情况下，电动阀门只在造压启动和调相运行时开启，在其他工况关闭，电动阀门应设有位置指示装置，向中控室提供远程信号。

止漏环冷却水管的水量冷却水量有两种计算方法：

(1) 估算公式，一般用于投标阶段。

$$Q = kn^{2.75}D^{3.75}LJ^{-0.25} \quad (7.3-74)$$

式中：Q 为上止漏环（或下止漏环）必须的冷却水量；n 为机组转速；D 为止漏环平均直径；L 为止漏环配合面长度；J 为止漏环间隙（若内、外不同，取其中小值）；k 为系数。

上、下止漏环分别计算后相加，可得到止漏环总的冷却水量。根据冷却水量和管内流速确定钢管直径。

(2) 根据止漏环热损耗计算。

$$P = k_1 736n^3 R^4 L_z \quad (7.3-75)$$

式中：P 为止漏环损耗，W；n 为机组转速，rpm；R 为止漏环平均半径，m；L_z 为止漏环圆柱配合面总长，m，对上止漏环因形状复杂，按 2 倍长度计算；k₁ 为系数。

$$Q = k_2 P / (\rho c \Delta T) \quad (7.3-76)$$

式中：Q 为上止漏环（或下止漏环）必须的冷却水量，m³/h；P 为止漏环损耗，W；k₂ 为系数；ρ 为水的密度，kg/m³；c 为水的比热容；ΔT 为进、出止漏环的冷却水的温升，取 5~15℃（白莲河抽水蓄能电站取 5℃，惠州/宝泉抽水能电站取 15℃）。

对白莲河抽水蓄能电站止漏环采用上述两种方法计算, 计算结果很接近。

此外温升 ΔT 的选取对冷却水量的大小影响很大, 和消水环管的设置方案有关。

9.3.2 水泵水轮机排水系统及布置型式

排水系统由机坑渗漏排水、固定导叶自流排水、潜水泵或自吸泵排水、主轴密封排水以及水导轴承技术供水排水等组成。

9.3.3 水泵水轮机充气压水系统的组成和运行方式

充气压水系统由主补气管、补气管、排气管、消水环排水管、阀后导叶前的补水均压管以及锥管进入门处的水位计连接管路等组成。图 7.3-93 为典型的压水系统管路布置图。

充气压水系统的主补气管和补气管与充气压水气罐相连, 将压缩空气送至尾水锥管, 完成充气压水。主补气管和补气管并联构成, 主要由补气阀 (一般为液压操作阀) 和检修阀 (一般为闸阀, 具有调节功能) 组成。补气阀应设有位置指示装置, 向中控室提供远程信号。

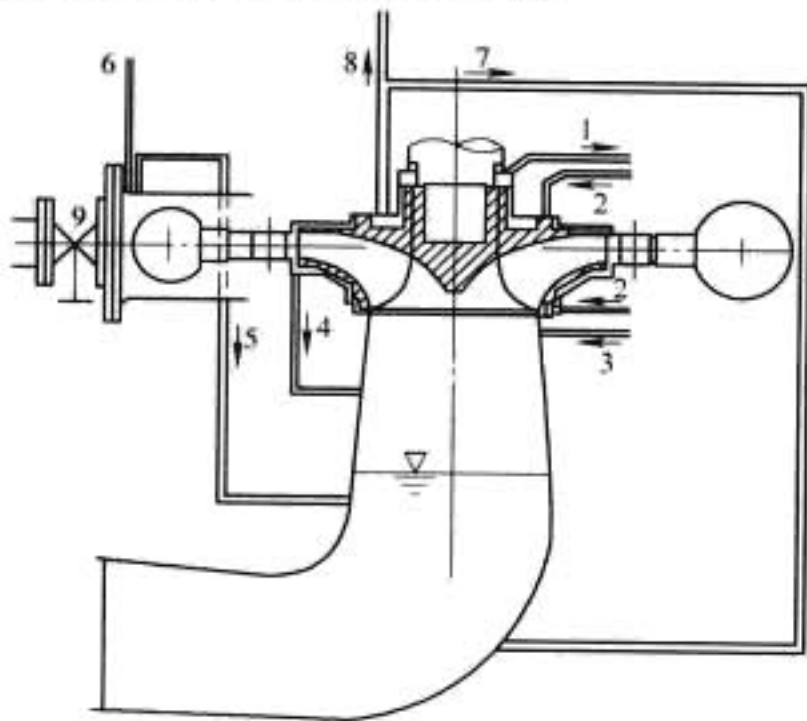


图 7.3-93 水泵水轮机压水系统管路布置示意图

1—放气管; 2—间隙冷却水管; 3—压水气管;
4—转轮外缘排水管; 5—蜗壳排水排气管; 6—蜗壳放气管; 7、8—平衡管; 9—主阀旁通管

锥管进入门处的水位计连接管路与具有调相功能的混流式机组的布置相同。在水泵水轮机中, 充气压水水位计主要设置 4 个节点, 从上至下依次为 1 节点为充气压水失败停机节点, 2 节点为充气压水报警节点, 3 节点为充气压水补气管开启节点, 4 节点为充气压水主、补气管停止节点。

消水环排水管的作用是机组在充气压水或调相运行时排除转轮叶片与导叶之间的水环, 以减少机组的启动力矩和损耗。消水环排水管通常主要由液压操作阀和检修阀等组成, 液压操作阀应设有位置指示装置, 向中控室提供远程信号。

阀后导叶前的补水增压管的作用是在充气压水或调相运行时转轮在空气中旋转, 为防止蜗壳内水压低于转轮腔内的气压, 由此引起气体进入蜗壳内, 以至水泵启动时产生有害的振动, 而采用向蜗壳内补入压力水的方式来避免上述问题的发生。阀后导叶前的补水增压管路主要由液压操作阀和检修阀等 (有些机组还在管路上设置增压泵, 有些机组在管路上蜗壳的顶部设置排气阀等)。现在也有一些高水头机组, 不设消水环排水管, 利用转轮离心力将止漏环的冷却水通过导叶缝隙打压进蜗壳, 蜗壳内的水不会

减少, 打入蜗壳的多余的水和气通过蜗壳上部的排水排气管返回尾水管。

排气管路是指在机组轴系达到额定转速即转轮开始造压时, 排出转轮室内的空气。排气管路通常主要由液压操作阀和检修阀组成, 液压操作阀应设有位置指示装置, 向中控室提供远程信号。

水泵水轮机的抽水调相和发电调相的控制运行方式与造压启动大体相同。

9.3.4 水泵水轮机调相工况的管路布置方案

水泵水轮机一般水头较高, 调相运行时蜗壳进口阀处于关闭状态, 调相时要求:

- (1) 压气后还要防止空气进入蜗壳, 需向蜗壳补水。
- (2) 减小转轮周围由于导叶漏水和止漏环冷却水引成的水环, 以减小其阻力矩。

为满足上述要求, 总结不同的制造公司有如下三种方案:

- (1) 传统方案 (日立、哈电等):

- 1) 上游连接管与蜗壳间设补水管。
- 2) 底环与尾水管间设水环排水管。

- (2) 不设补水管方案 (GE、Alstom 等):

- 1) 压力钢管与蜗壳间不设补水管。
- 2) 设水环排水管。

- 3) 水环分两路: 部分经水环排水管排入尾水管; 部分靠转轮旋转引成的压头经蜗壳及蜗壳上部的水环排水管排入尾水管。

- (3) 不设补水管及水环排水管 (VATECH 蒲石河投标方案、Voith 广州二期):

- 1) 不设补水管。

- 2) 不设水环排水管。

- 3) 冷却水水环靠导叶间隙向蜗壳内打水, 经蜗壳上部排水排气管排至尾水管。

10 抽水蓄能机组的进水阀及控制机构

10.1 进水阀的用途和种类

10.1.1 进水阀的安装位置、作用及要求

水轮机进水管道上一般都设有进水阀门, 其安装位置取决于水轮机和引水管道在正常工况和事故状态下运行可靠性的要求, 也取决于水电站水工建筑布置以及整个水力枢纽的经济因素。一般在电站的进水口装设事故阀门 (或快速闸门) 及检修阀门, 水轮机进水管为明管时应装设快速闸门。进水管较长的水电站, 由于管道的充水和放空时间较长, 一般在水轮机前增设一个阀门, 如图 7.3-94 所示, 这样在事故情况下, 装于水轮机前的阀门可比安装在引水管始端的阀门更快地切断流向水轮机的水流, 此外它还允许进行水轮机检修而无需排空引水管道。另外, 当几台水轮机共用一根进水管时, 每台水轮机的前面分进水管道上都要装设一个阀门, 以便一台机组检修时, 不影响其他机组的正常运行。

设进水阀门的作用是: 进水管或机组检修时关闭阀门以切断水流; 机组长期停机时, 关闭阀门以减少水流漏损; 机组发生事故而导水机构失灵不能关闭时, 紧急关闭阀门以防止事故扩大。

阀门是机组和水电站的重要保护设备, 因此对阀门的结构和性能有较高的要求: 阀门要有足够的强度和刚度, 能承受各种工况下的水压力和振动, 而且不致有过大的变形; 阀

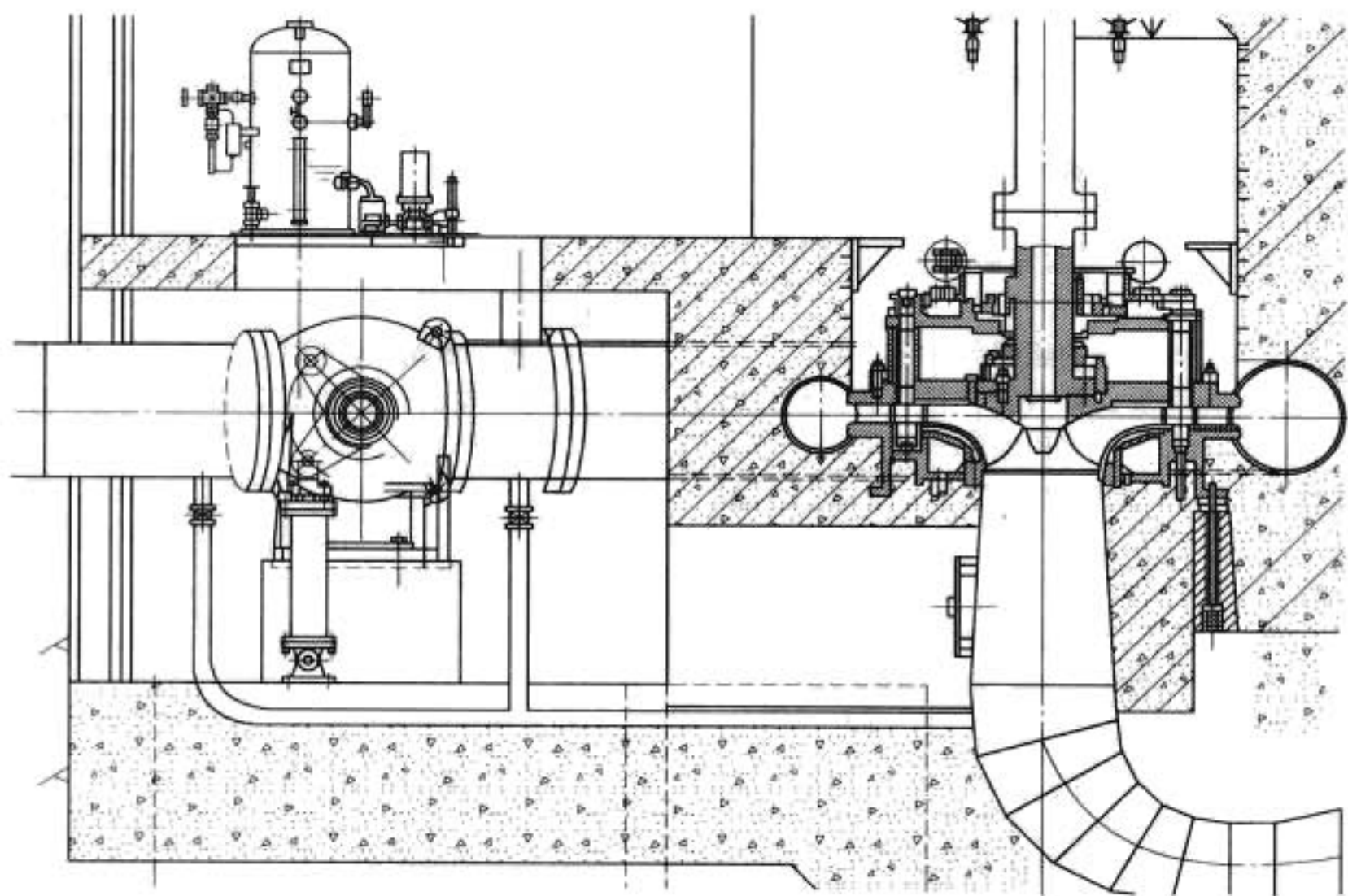


图 7.3-94 设置进水阀的水泵水轮机

门的操作机构应能保证在发生事故的情况下，阀门能够自动紧急动水关闭，阀门的动水关闭时间一般不超过 2 分钟，最短时间取决于引水管允许的水锤值；阀门在全开位置时应具有最小的水力阻力；阀门的位置只能停留在全开和全关位置，不允许停留在任何中间位置作调节流量用，也不允许在动水情况下开启，因为这样需要很大的操作力矩，同时也没有必要。

10.1.2 进水阀的种类和应用范围

水轮机进水管路上的阀门常用的有蝶阀和球形阀两种，它们的动作原理是相同的，即阀体中的活门由全关位置旋转 90° 达到全开，由全开反转 90° 回到全关位置。抽水蓄能水泵水轮机因为启停操作频繁，管道压力波动大，密封性要求高，即使在水头较低的抽水蓄能电站也多使用球形阀，而在高水头抽水蓄能电站一律使用球形阀。国内抽水蓄能电站使用蝶阀的是白山，蝶阀的直径为

4.2m。

球阀的优点是密封性能好，活门全开时，活门的进水孔和管道内径一致，水力损失几乎没有，但在相同的通流直径条件下球形阀的外形尺寸较蝶阀大，重量重，制造工艺较复杂。蝶阀的优点是较其他形式的阀门外形尺寸小，重量轻，结构简单，操作方便，成本约为同直径球形阀的 $1/2$ 。

10.2 球形阀的结构、计算及控制机构

10.2.1 球形阀的结构

球形阀的主要组成部件有上游连接管、阀体、检修密封、活门、转臂、工作密封、伸缩节、空气阀、下游连接管、排水阀、接力器、旁通阀和地脚螺栓等，如图 7.3-95 所示。表 7.3-9 列举了国内生产的一些球形阀的特征参数。

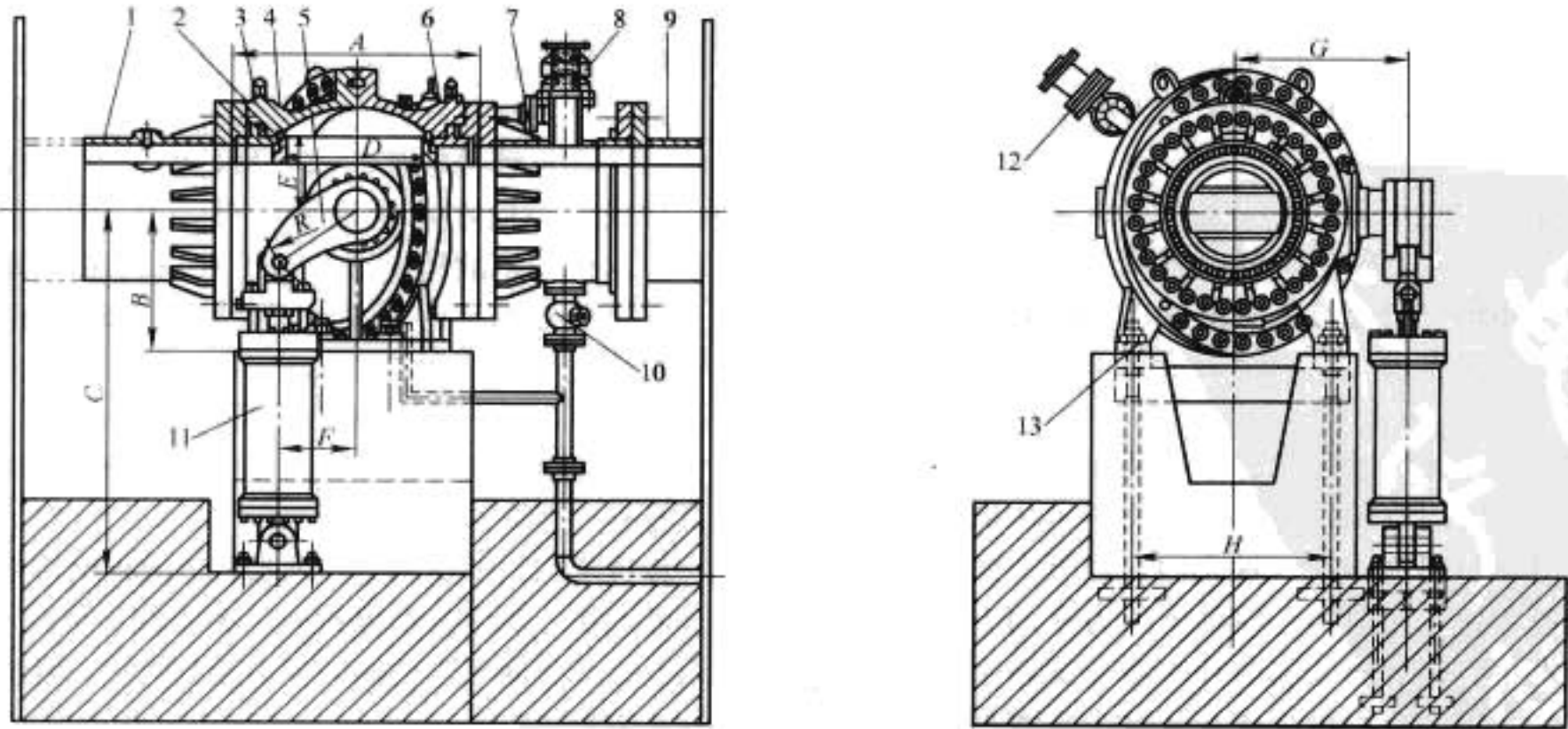


图 7.3-95 球形阀装配及布置

1—上游连接管；2—阀体；3—检修密封；4—活门；5—转臂；6—工作密封；7—伸缩节；8—空气阀；
9—下游连接管；10—排水阀；11—接力器；12—旁通阀；13—地脚螺栓

表 7.3-9 国内制造的部分球阀特征参数

名称电站	水头 (m)	直径 (mm)	A (cm)	B (cm)	C (cm)	D (cm)	E (cm)	F (cm)	G (cm)	H (cm)	R (cm)
韩国青松	400	2800	358	250	478	280	150	0	258	280	146
鲁布革	372	2200	272	180	327	220	115	76	222	338	94
田湾河大发	553	2000	269	190	398	200	107	85	204	240	120
天龙湖	248	1740	264	172	260	174	93	50	178	228	70
回 龙	461	1300	224	147	270	130	72	50	162	193	70
磨房沟	340	1000	167	110	156	100	65	35	128	140	43
老挝南梦 3	543	800	146	88	226	80	45	45	105	119	55
西藏羊湖	859	650	106	89	317	65	38	74	99	100	86

阀体和活门通常采用铸件，阀体根据分瓣型式不同，分为大小瓣型式（如图 7.3-96 所示），对称分瓣型式（如图 7.3-97 所示），斜分瓣型式（如图 7.3-98 所示）。

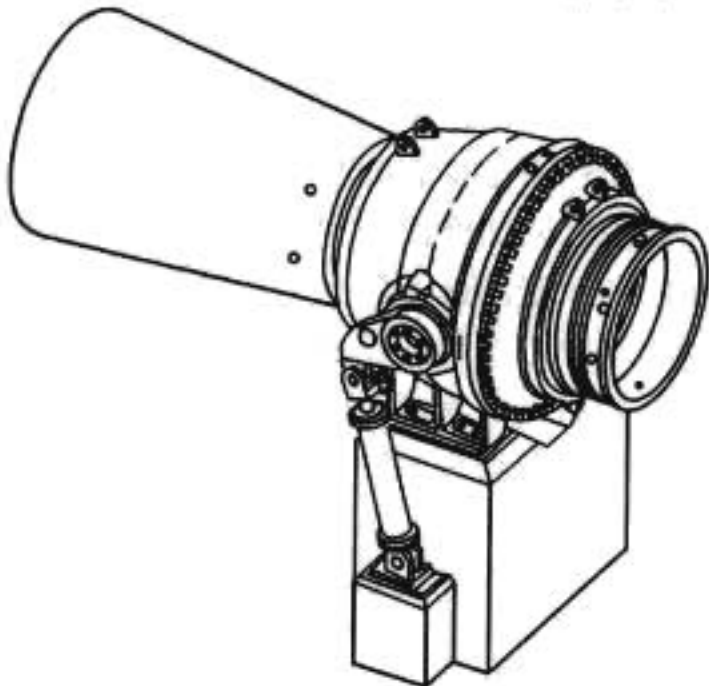


图 7.3-96 大小瓣型式

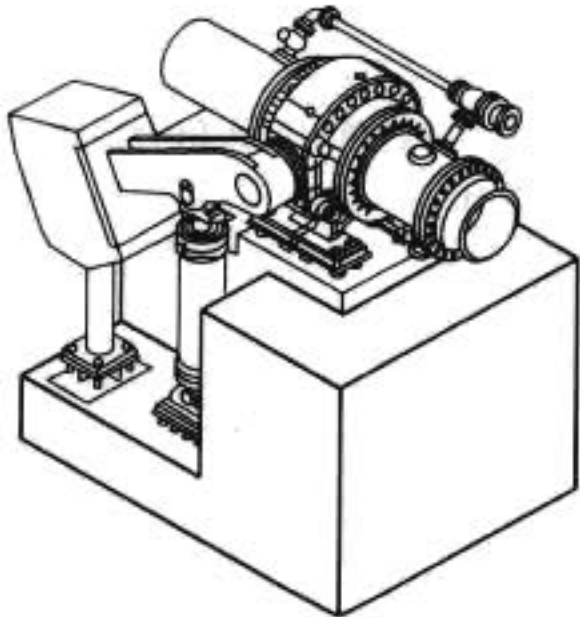


图 7.3-97 对称分瓣型式

大小半型式和斜分半型式阀体的分瓣面避开了阀轴处，能够避免由于阀轴处密封与阀体分瓣面处密封黏结不好而产生漏水的问题。大小半型式通常用于大型球阀，阀轴和活门必须是装配式的，否则无法装入阀体；斜分半型式通常用于中小型球阀，阀轴和活门可以为整体结构。对称分半型式通常用于小型球阀，阀轴和活门为整体结构，加工和装配比较简单，但由于阀体分瓣面在阀轴中心线上，阀轴处易漏水。阀体还可以作成整体结构，两半阀体在活门装入后焊接成整体，然后与活门一同加工，由于阀体是不可拆卸结构而且加工较为复杂，该结构受运输条件和加工条件的限制。

球形阀的密封装置包括主密封和阀轴处的密封。主密封包括上游侧的检修密封和下游侧的工作密封，其两侧的结构相同，由活动密封环和把合在活门上的固定密封环组成，材

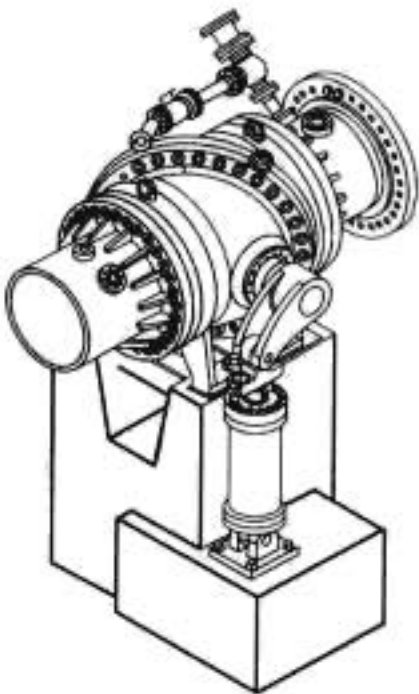


图 7.3-98 斜分瓣型式

料都为不锈钢（如图 7.3-99 所示），活动密封环可以用上游压力水或压力油来操作。

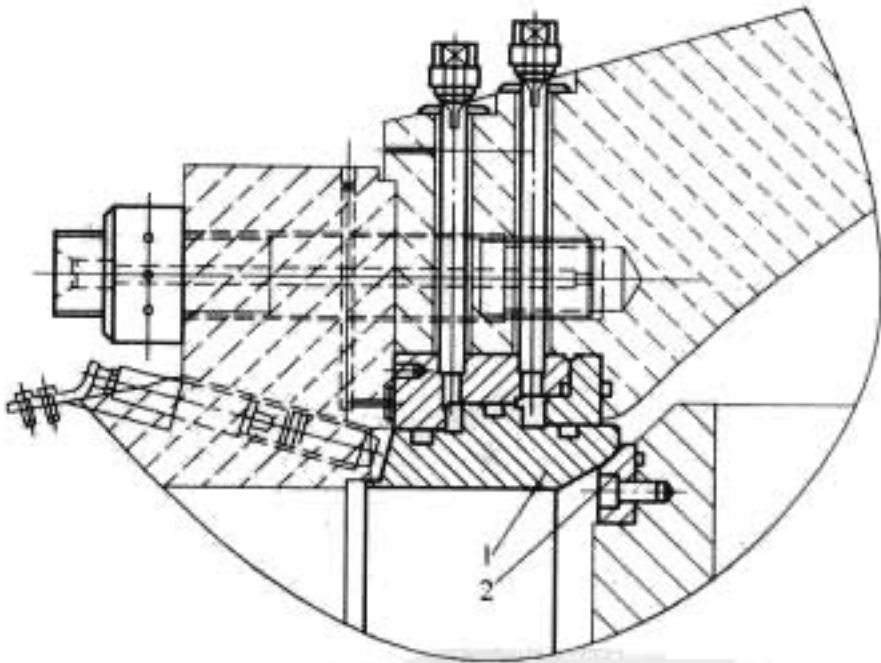


图 7.3-99 球形阀主密封装置
1—活动密封环；2—固定密封环

阀轴处的密封通常采用 O 形橡胶密封圈及唇型或 V 形组合密封圈。阀轴轴承采用自润滑轴瓦，压装在钢套上，钢套通过螺钉固定在阀体上，如图 7.3-100 所示。

接力器通常采用摇摆式接力器，其下部用铰链和地基连接，工作时随着转臂摆动，为了适应缸体的摆动，接力器的进出油管在接力器本体附近采用高压软管。

球形阀的地脚承受球阀的全部重量和操作活门时传来的力和力矩，而不考虑承受作用在活门上的水推力，此水推力由上游连接钢管传到混凝土上。

除本体外，球形阀还设有上游连接管、伸缩节、下游连接管、液压旁通阀、空气阀及排水阀。

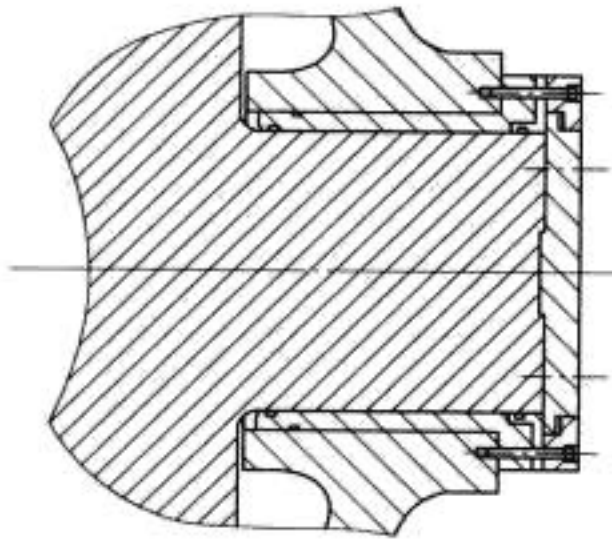


图 7.3-100 阀轴密封

上游连接管与下游连接管都由法兰和圆筒组成，为钢板焊接结构，上游连接管与上游压力钢管通过焊接相连，下游连接管通过焊接或法兰把合与水轮机蜗壳相连。

伸缩节可安装在球阀的上游侧或下游侧，其作用是便于阀门的安装和拆卸，同时补偿由于温度变化、地基下沉不均等原因造成的钢管变形。伸缩节主要由伸缩管、压垫盖、圆截面橡皮条、伸缩法兰和下游连接管法兰组成，如图 7.3-101 所示。

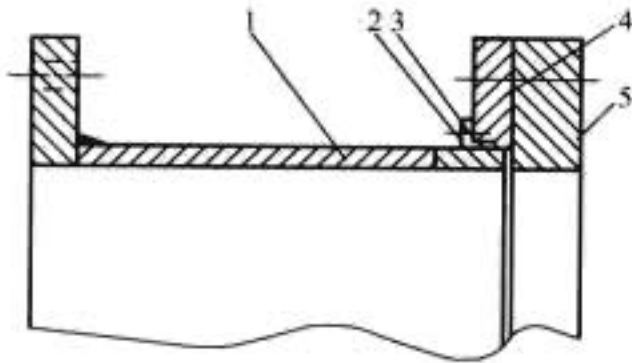


图 7.3-101 典型伸缩节结构
1—伸缩管；2—压垫盖；3—圆截面橡皮条；
4—伸缩法兰；5—下游连接管法兰

液压旁通阀通常采用液压针型阀，口径约为球形阀直径的 1/10，通常抽水蓄能机组球形阀在活门开启前的平压是通过打开其主密封来实现的，而液压旁通阀的作用是补偿蜗壳内因导叶漏水而产生的压力降低，从而保证机组在充气压水时蜗壳内的水压力高于气压，因此所需液压旁通阀口径较小。典型液压针型阀的结构如图 7.3-102 所示。

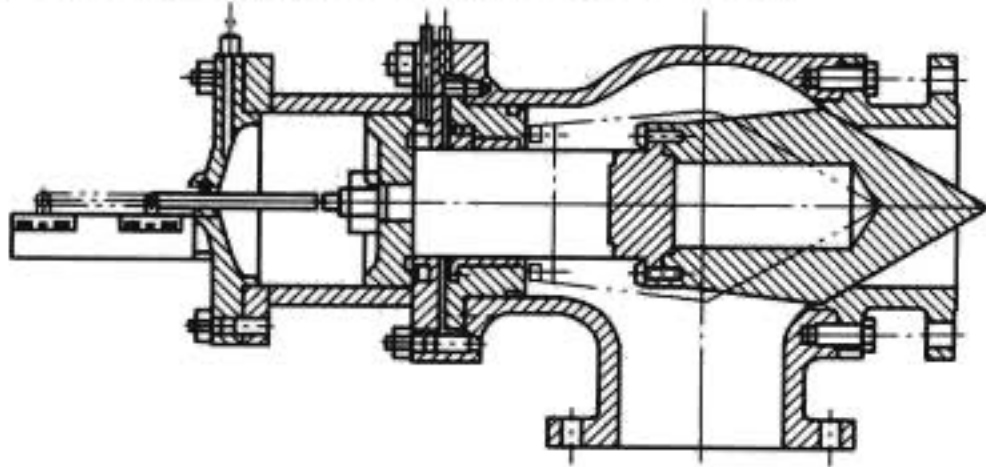


图 7.3-102 液压针型阀

空气阀的作用是当钢管充水时进行排气，钢管排水时进行补气；排水阀通常采用手动阀门，用于钢管的排水。

10.2.2 球形阀的计算

球形阀的计算主要包括其直径的选取、活门上的作用力和力矩的计算、球形阀操作接力器直径的计算、活门阀轴的强度计算、阀体和活门的强度计算等。

(1) 球形阀直径的选取。

球形阀的直径是根据通过球形阀的水的流速来确定的，通过球形阀的水的流速的确定与球形阀的工作水头有关，通常最大不超过 20m/s，球形阀的工作水头确定后，其过水流

速 v 可以参考图 7.3-103 来选取。

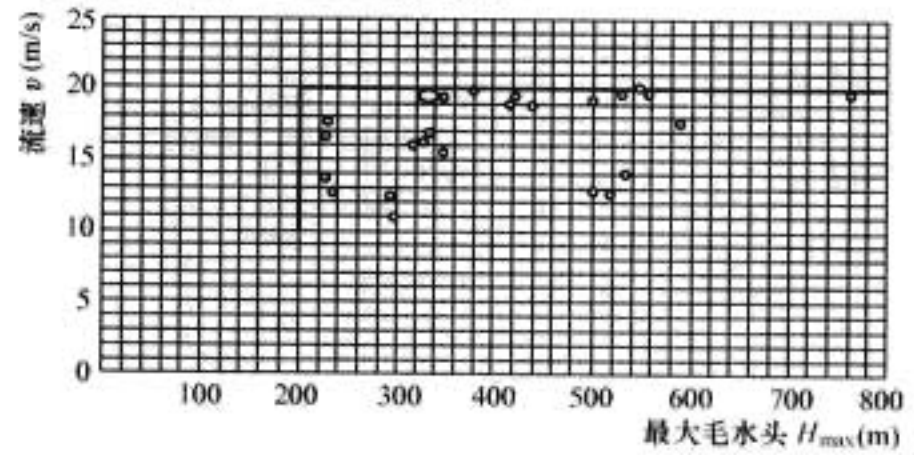


图 7.3-103 球形阀直径选取参考范围

在水轮机的流量 Q 确定后，根据所选定的过水流速 v ，可以计算出球阀的过流面积 S 为

$$S = \frac{Q}{v}$$

球形阀的过流面积 S 知道后，可以计算出球形阀的直径 D 为

$$D = \sqrt{\frac{4S}{\pi}}$$

(2) 球形阀活门上的作用力和力矩的计算。

活门上的作用力主要有静水压力、动水压力和动水力矩以及阀轴与轴承之间的摩擦力和力矩。活门上的静水压力为活门在关闭时所承受的最大静水头，最大静水头为上游最高水位与球阀水平中心高程的差值。活门上的动水压力和动水力矩是在活门开启，水流流动时对活门产生的。根据水动力学原理，动水压力与动水力矩和水流流速的平方成正比，几何相似和位置相似的物体，其所有表面作用力土表征尺寸的平方成正比，作用力矩则与表征尺寸的立方成正比。这样水头损失 ΔH 、动水压力 p_s 和动水力矩 M_s 分别为

$$\left. \begin{aligned} \Delta H &= \xi(\alpha) \frac{v^2}{2g} \\ p_s &= \lambda(\alpha) D^2 v^2 \\ M_s &= \mu(\alpha) D^3 v^2 \end{aligned} \right\} \quad (7.3-77)$$

式中： $\xi(\alpha)$ 为活门不同转角下的水阻力系数； $\lambda(\alpha)$ 为活门上不同转角下的动水压力系数； $\mu(\alpha)$ 为活门上不同转角下的动水力矩系数，可以从表 7.3-10 中查得； D 为活门直径（封水直径）。

表 7.3-10 球形阀活门作用力和力矩计算系数

α	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
$\xi(\alpha)$	0.02	0.29	1.1	3.5	9.5	21.7	59	278	10 000	∞
$\lambda(\alpha)$	0	25.8	122	317	743	1442	3410	14 850	474 000	∞
$\lambda_b(\alpha)$	0	10.32	61.3	200	546	1226	3190	14 300	476 000	∞
$\lambda_c(\alpha)$	0	23.8	106	239.5	479	773	1250	2680	32 000	∞
$\mu(\alpha)$	0	5.57	7.5	16.5	33.2	62.5	143.8	455	5100	∞

v 为活门不同转角下阀门进口断面上的水流平均速度

$$v = \sqrt{\frac{2gH}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}}} \quad (7.3-78)$$

式中： H 为计算水头； $\lambda(0)$ 为活门全开时阻力系数； v_0 为活门全开时流速， $v_0 = \frac{4Q}{\pi D^2}$ ； Q 为活门全开时通过阀门的流量。

将 v 分别代入水头损失 ΔH 、动水压力 p_s 和动水力矩 M_s 的公式中得

$$\left. \begin{aligned} \Delta H &= \frac{\xi(\alpha)H}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}} \\ p_s &= \frac{2g\lambda(\alpha)}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}} HD^2 \\ M_s &= \frac{2g\mu(\alpha)}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}} HD^3 \end{aligned} \right\} (7.3-79)$$

活门上的动水压力沿水流方向上的分力 p_{sb} 和垂直水流的分力 p_{sc} 分别为

$$\left. \begin{aligned} p_{sb} &= \frac{2g\lambda_b(\alpha)}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}} HD^2 \\ p_{sc} &= \frac{2g\lambda_c(\alpha)}{[\xi(\alpha) - \xi(0)] + \frac{2gH}{v_0^2}} HD^2 \end{aligned} \right\} (7.3-80)$$

其中:

$$\lambda(\alpha) = \sqrt{\lambda_b^2(\alpha) + \lambda_c^2(\alpha)}$$

阀门操作过程中, 操作机构各转动销轴处均存在摩擦力和摩擦力矩, 其中阀轴与轴瓦间的摩擦力和摩擦力矩是主要的, 一般可以只考虑这个摩擦力和摩擦力矩, 计算以后再加少量的余量就可以了。从以上阀门的动水压力计算中, 已知动水压力 p_s 的大小, 该力加上活门的重量即为 R , 从而求得阀轴轴瓦处的摩擦力和摩擦力矩为

$$M_{t(a)} = \mu r R_{(a)} \quad (7.3-81)$$

式中: $M_{t(a)}$ 为活门不同转角下的摩擦力矩; μ 为阀轴和轴瓦间的摩擦系数, 一般取 $\mu=0.15$ 左右; r 为阀轴的半径; $R_{(a)}$ 为活门不同转角下的阀轴轴瓦处的支反力。

(3) 球形阀操作接力器直径的计算。

计算出活门上的动水力矩和摩擦力矩后, 就可得出接力器操作活门所需的操作力矩 $M_{p(a)}$

$$\left. \begin{aligned} \text{关活门时} \quad &+M_{p(a)} = -M_s + M_{t(a)} \\ \text{开活门时} \quad &-M_{p(a)} = -M_s - M_{t(a)} \end{aligned} \right\} (7.3-82)$$

式 (7.3-82) 中以 “-” 表示力矩朝活门关闭方向, 以 “+” 表示力矩朝活门开启方向, 而动水力矩 M_s 在活门转动全过程中总是趋向于关闭活门, 因此总是 “-” 值。动水关闭活门过程中, 当 $M_s < M_t$ 时, 接力器操作力矩要克服摩擦力矩而转动活门, 而当 $M_s > M_t$ 时, 接力器操作力矩则开始限制活门的关闭, 以避免活门关闭太快。而在动水开启过程中, 操作机构始终要克服动水力矩和摩擦力矩之和, 因此动水开启的操作力矩要比动水关闭的操作力矩大得多, 按动水开启设计操作机构是不必要的和不合理的, 所以球阀在开启前其上下游要进行平压, 平压后球阀的开启操作力矩需要很小。

在计算出动水关闭全过程中活门在不同转角下的接力器操作活门所需的操作力矩 $M_{p(a)}$ 后, 根据接力器操作机构运动图 (如图 7.3-104 所示) 可以计算出接力器的操作力 $F_{SM,\theta}$ 。

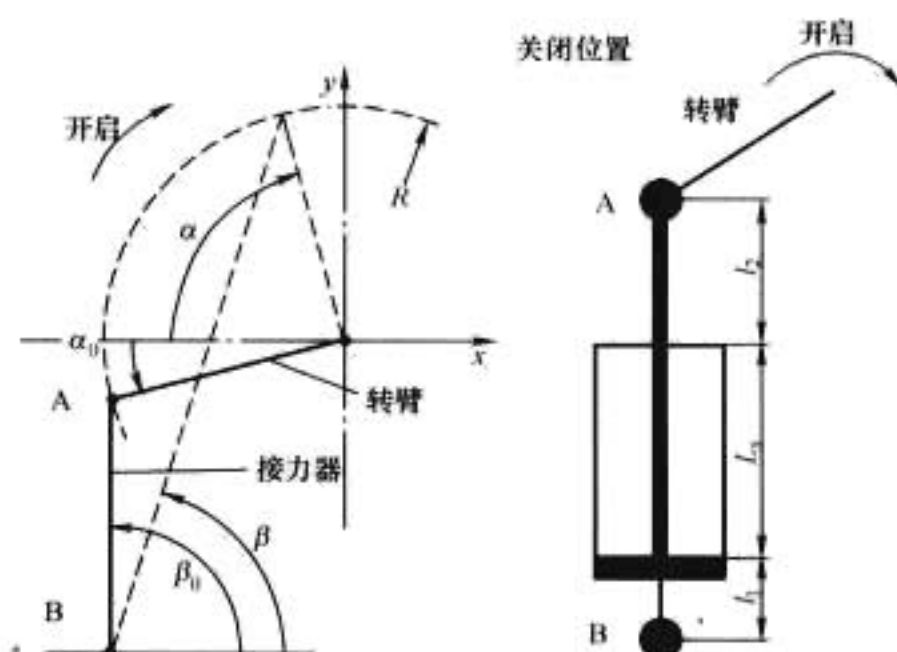


图 7.3-104 接力器操作机构运动图

α_0 —全关位置时转臂与水平线的角度;

β_0 —全关位置时接力器与水平线的角度

θ 为活门的转角, 活门在运动过程中:

A 点的坐标尺寸为

$$\begin{cases} x_{A,\theta} = R\cos(\alpha_0 + \pi - \theta) \\ y_{A,\theta} = R\sin(\alpha_0 + \pi - \theta) \end{cases}$$

B 点的坐标尺寸为

$$\begin{cases} x_{B,\theta} = x_{A,\theta} - (L_d + L_s)\cos(\beta_0) \\ y_{B,\theta} = y_{A,\theta} - (L_d + L_s)\sin(\beta_0) \end{cases}$$

接力器的总长度为

$$L_\theta = AB = \sqrt{(x_{B,\theta} - x_{A,\theta})^2 + (y_{B,\theta} - y_{A,\theta})^2}$$

接力器的相对偏移为

$$\begin{cases} x_{SM,\theta} = \frac{x_{A,\theta} - x_{B,\theta}}{L_\theta} \\ y_{SM,\theta} = \frac{y_{A,\theta} - y_{B,\theta}}{L_\theta} \end{cases}$$

由此得出接力器的操作力 $F_{SM,\theta}$:

$$\begin{cases} \pm F_{SM,\theta} = \frac{-M_{S(\theta)} \pm M_{t(\theta)}}{Z(x_{A,\theta}y_{SM,\theta} - y_{A,\theta}x_{SM,\theta})} \\ FX_{SM,\theta} = F_{SM,\theta}x_{SM,\theta} \\ FY_{SM,\theta} = F_{SM,\theta}y_{SM,\theta} \end{cases}$$

式中: Z 为接力器的数量。

根据计算出的最大接力器操作力 $F_{SM,\max}$ 和操作油源的最低操作油压 p_{\min} 可以求出接力器活塞的直径 d :

$$d = \sqrt{\frac{4F_{SM,\max}}{\pi p_{\min}}}$$

根据计算出 d 后在选取接力器直径时, 应适当留有一定的余量, 使接力器操作力矩为活门所需操作力矩的 1.1~1.2 倍。

(4) 活门阀轴的强度计算。

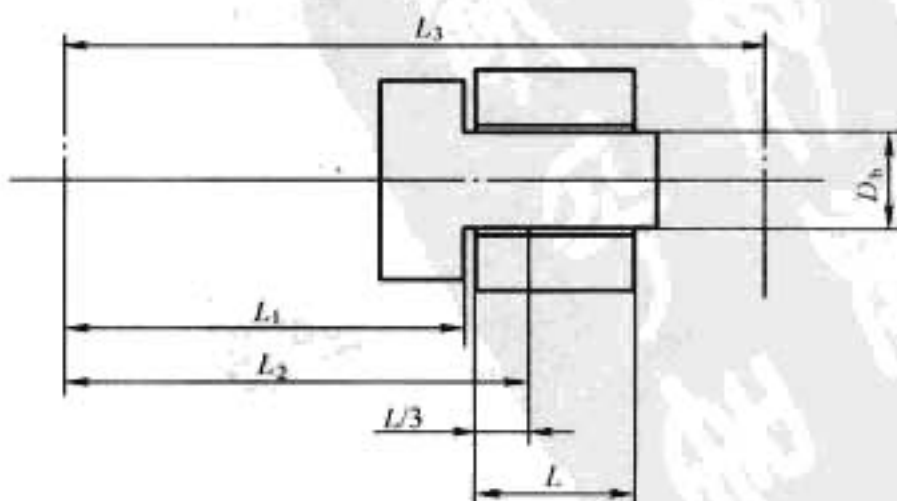


图 7.3-105 阀轴计算用简图

L_1 —阀轴断面至活门中心线距离; L_2 —阀轴轴承支点至活门中心线距离; L —阀轴轴承的长度; D_b —阀轴直径

每侧阀轴处的支反力 F_θ 为

$$\begin{cases} FX_\theta = \frac{-(p_{sh} + FX_{SM,\theta})}{2} \\ FY_\theta = \frac{-(F_w + p_{sc} + FY_{SM,\theta})}{2} \\ F_\theta = \sqrt{FX_\theta^2 + FY_\theta^2} \end{cases}$$

式中: F_w 为活门的重力。

阀轴断面所受的弯矩为

$$MBX_\theta = -(L_2 - L_1)FY_\theta - (L_3 - L_1)\frac{FY_{SM,\theta}}{2}$$

$$MBY_\theta = (L_2 - L_1)FX_\theta + (L_3 - L_1)\frac{FX_{SM,\theta}}{2}$$

$$MB_\theta = \sqrt{MBX_\theta^2 + MBY_\theta^2}$$

阀轴断面所受的弯矩为

$$MT_\theta = (x_{A,\theta}y_{SM,\theta} - y_{A,\theta}x_{SM,\theta})\frac{F_{SM,\theta}}{2} + \frac{M_{t(a)}}{2}$$

阀轴断面的弯曲应力为

$$\sigma_{b,\theta} = \frac{MB_\theta}{\frac{\pi D^3}{32}}$$

阀轴断面的扭转应力为

$$\tau_{t,\theta} = \frac{MT_\theta}{\frac{\pi D_t^3}{16}}$$

阀轴断面的综合应力为

$$\sigma_{eq,\theta} = \sqrt{\sigma_{b,\theta}^2 + 3\tau_{t,\theta}^2}$$

(5) 阀体和活门的强度计算。

阀体和活门的强度计算目前普遍采用有限元计算方法来进行计算。阀体的计算考虑球阀打压和球阀关闭两个工况, 阀体的打压工况是取整个阀体为计算模型, 阀体内作用打压试验压力, 与阀头两端把合处沿轴向作用拉力。球阀的关闭工况是取半个阀体为计算模型, 阀体内作用设计压力, 阀体轴孔上作用活门传来的力, 球阀的一端按固支处理。活门的计算是取一半活门为计算模型, 活门密封的一侧作用设计压力。根据有限元计算结果来看, 阀体的最大应力是位于轴孔的内侧, 应力分布如图 7.3-106 所示; 活门的最大应力是位于阀轴的根部, 应力分布如图 7.3-107 所示; 活门还应计算其密封面处的变形量, 根据该变形量设计活动密封环的刚度, 保证活动密封环能够足以补偿活门密封面处的变形, 如图 7.3-108 所示。

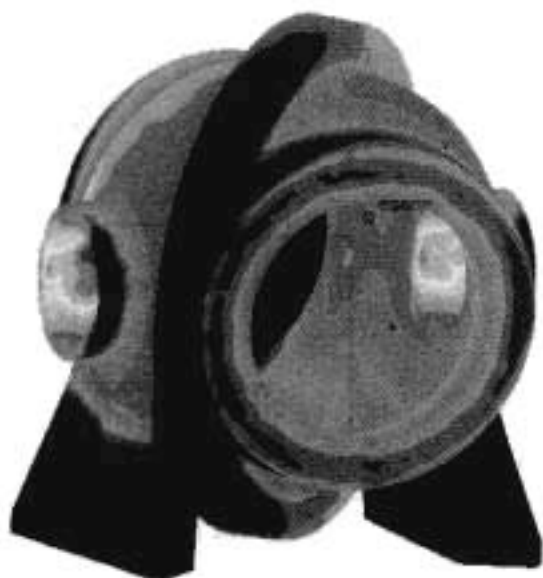


图 7.3-106 阀体应力分布

10.2.3 球阀的操作方式, 控制机构的组成部分及控制原理

球阀主密封的操作通常通过水压或油压来实现, 水压取

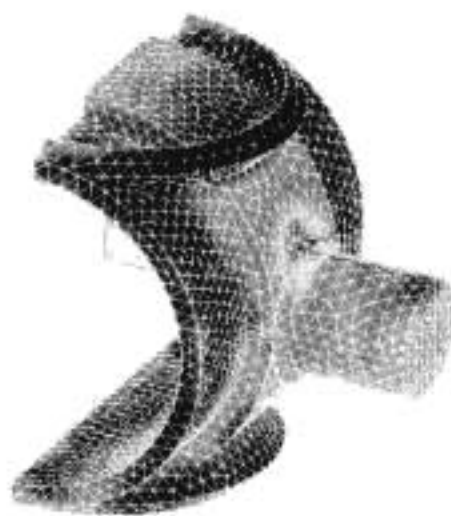


图 7.3-107 活门应力分布

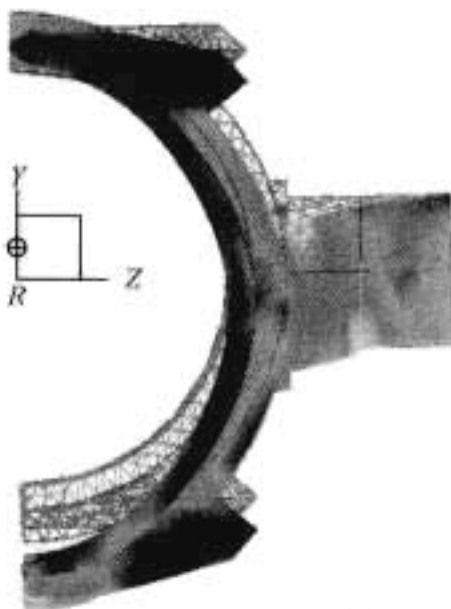


图 7.3-108 活门变形分布

自上游连接管, 油压取自球形阀的油压装置, 工作密封采用自动控制, 检修密封采用手动控制。球形阀活门的正常操作和事故情况下的动水紧急关闭通常通过接力器的油压来实现, 由于通过重锤来实现动水关闭, 重锤的重量需要很大, 一般球阀不设机械式重锤, 如果水质允许的话, 球阀接力器的关闭腔通过压力水来操作, 压力水取自球阀上游连接管, 这样通过液压重锤来代替机械式重锤, 保证球形阀在机组事故情况下能够实现动水紧急关闭。

球阀的控制机构主要包括控制柜、自动化元件, 同时还设有一套提供给球形阀和旁通阀的操作压力油的油压装置。控制柜包括机械液压部件与电气控制组件, 分层装设, 控制柜一般采用 PLC 对球形阀及其附属设备(锁锭及旁通阀)进行自动控制。自动化控制元件主要包括电磁配压阀、四通滑阀、差压变送器及限位开关等, 一般除限位开关外的自动化控制元件都装于控制柜中。图 7.3-109 为球形阀的液压系统图。

球阀的开启过程一般如下:

- (1) 开启条件: 导叶全关; 球形阀锁锭已拔出; 球形阀检修密封已撤出。
- (2) 发出开启球形阀信号。
- (3) 通过动作电磁配压阀撤出球形阀工作密封进行平压, 同时工作密封限位开关发出撤出信号。
- (4) 平压后差压变送器发出信号。
- (5) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀开启球阀。
- (6) 球形阀开启至全开位置, 全开位置限位开关发出信号。
- (7) 球形阀开启过程结束。

球阀的关闭过程一般如下:

- (1) 发出关闭球形阀信号。
- (2) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀关闭球形阀。
- (3) 球形阀关闭至全关位置, 全关位置限位开关发出信号。

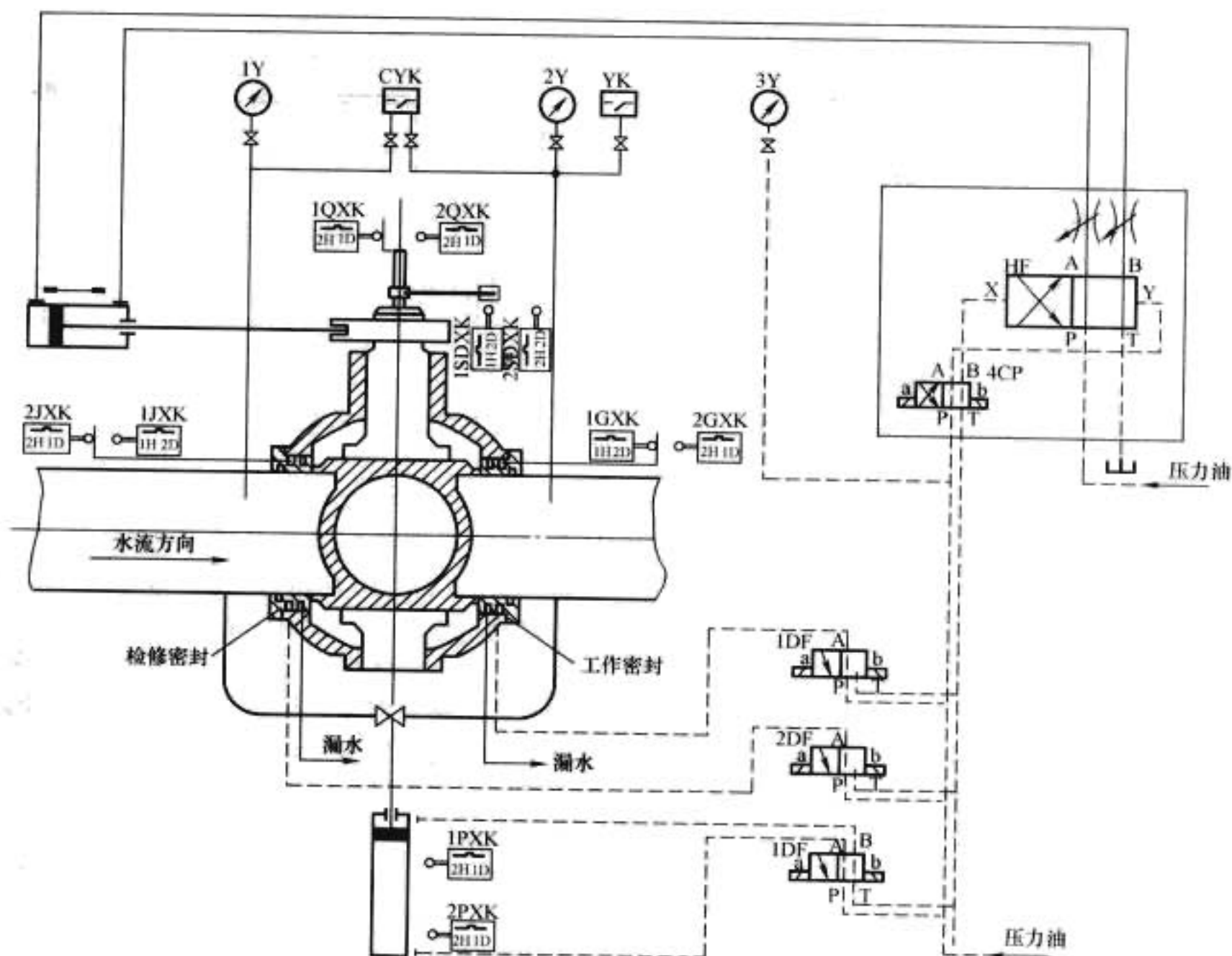


图 7.3-109 球形阀液压系统图

- (4) 通过动作电磁配压阀投入球形阀工作密封并发出投入信号。
- (5) 通过动作电磁配压阀投入球形阀液压锁锭并发出投入信号（如果设有液压锁锭装置）。
- (6) 球阀关闭过程结束。

10.3 蝴蝶阀的结构及控制机构

抽水蓄能电站很少使用蝴蝶阀，国内使用蝴蝶阀的抽水蓄能电站是白山，下面以白山 PDF152-WY-420 型蝴蝶阀（如图 7.3-110 所示）为例，介绍一下蝴蝶阀的结构及控制机构。

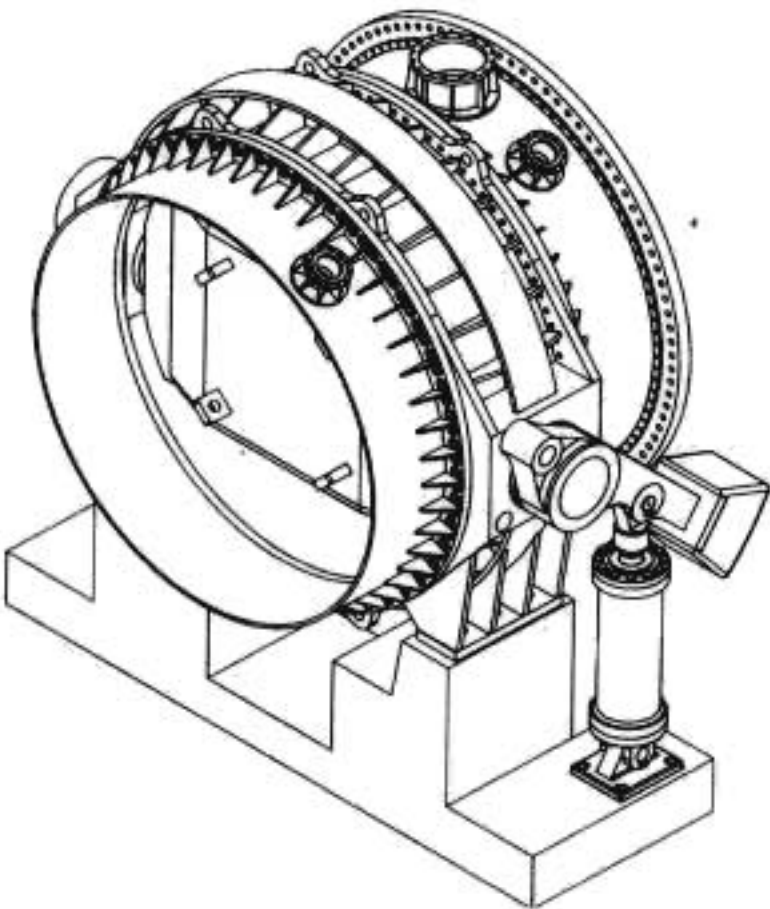


图 7.3-110 PDF152-WY-420 型蝴蝶阀

10.3.1 蝴蝶阀的主要结构

白山抽水蓄能电站蝴蝶阀的基本设计参数如下：

- 公称直径：4200mm；
- 最大静压：1.52MPa；
- 最大升压：1.8MPa；
- 开启时间：30~90s；
- 关闭时间：30~90s；
- 接力器操作油压：6.3MPa；
- 接力器直径：500mm；
- 接力器行程：1399mm；
- 全开时阻力系数：<0.15。

蝴蝶阀为卧轴通流式、双平板、偏心结构，主密封采用整圈的实心高硬耐油橡胶密封，密封紧量可根据需要进行调整。蝴蝶阀的开启与关闭由直缸摇摆接力器操作。上游侧设连接管与压力钢管焊接连接，下游侧设伸缩节与蜗壳延伸管法兰用螺栓连接，还设有旁通管路与空气阀等。

阀体（如图 7.3-111 所示）采用钢板焊接结构，具有足够的刚强度，抗振能力强。阀体与橡胶密封圈配合的密封表面堆焊不锈钢，可以满足在任何工况下，不产生漏水和有害

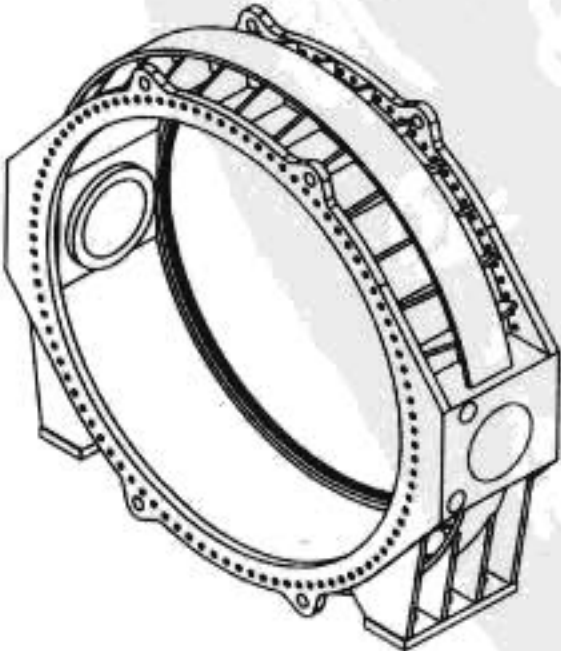


图 7.3-111 阀体

(5) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀开启蝴蝶阀。

(6) 蝴蝶阀开启至全开位置，全开位置限位开关发出信号。

(7) 通过动作电磁配压阀关闭旁通阀。

(8) 蝴蝶阀开启过程结束。

蝴蝶阀的关闭过程一般如下：

(1) 发出关闭蝴蝶阀信号。

(2) 通过动作电磁配压阀和四通滑阀关闭蝴蝶阀。

(3) 蝴蝶阀关闭至全关位置，全关位置限位开关发出信号。

(4) 通过动作电磁配压阀投入蝴蝶阀液压锁锭并发出投入信号（如果没有液压锁锭装置）。

(5) 蝴蝶阀关闭过程结束。



第4章 水泵水轮机的关键技术问题

1 S区及驼峰区的控制

S区和驼峰区是水泵水轮机固有的特性。针对不同比转速 n_s 的水泵水轮机, S区的大小和驼峰区的陡度具有较大区别。

1.1 S特性及其控制

S特性及其特点。

可逆式水泵水轮机因为转轮直径较大, 离心力作用大, 在高速区水轮机方向水的进流速度很快下降, 在 $Q_{11}-n_{11}$ 综合特性中开度线显著向下弯曲。由于弯曲的开度线与 $M_{11}=0$ 线的交角很小, 故这种机组在达到飞逸后有可能继续进入制动区。低比转速水轮机内水流在受到自身惯性驱动而进入制动区后, 由于水流对转轮的阻挡作用, 在流量减小的同时也使转速下降, 故开度线出现向低值反弯的现象。如果惯性力仍不消失, 转轮离心力将使水反向推出, 即进入反水泵区, 此后转速将再增大, 使开度线向更高 n_{11} 方向变曲, 总的形成一个S形。这段S形曲线, 就是S特性曲线。

S特性曲线是低比转速水轮机和可逆式水泵水轮机的固有特性。水泵水轮机由于要进行调相、工况转换等运行, S特性的影响尤为明显。在S区域内机组在同一单位转速下可能处在3个不同的单位流量点上, 其中1个还是负流量(相对于水轮机工况过流方向而言), 所以S区是个不稳定区。实测数据表明, 水泵工况在接近其S区运行时, 压力脉动幅值 $\frac{\nabla H}{H}$ 可达15%; 水轮机工况随着导叶开度的减小, $\frac{\nabla H}{H}$ 值单调上升, 空载时达到最大, 如琅琊山达到了25%; 反水泵工况 $\frac{\nabla H}{H}$ 更大, 可达到40%。故水泵水轮机过渡过程中, 应尽量避免进入此区域。一般情况下, 中高 n_s 水泵水轮机比低 n_s 水泵水轮机S区要小些, S特性曲线变化也要平缓些。另外, 在水泵旋转方向零流量附近的S区, 比水轮机工况的S区要小得多。

S区的控制。对水泵水轮机S区的控制, 主要从运行和水力设计角度去考虑。

首先, 优化水泵水轮机过渡过程, 尽量避免进入此区域。例如, 空载并网转速上升过程中, 如能控制 $n_{11\min}$ 小于等开度线与 $M_{11}=0$ 交点处的 n_{11} , 则可以进入反水泵工况, 反之则必然进入反水泵工况; 但高水头水泵水轮机由于在高 n_{11} 区必然存在S形特性, 进入反水泵区是很难避免的, 因此可以采用以下解决途径:

- (1) 慢速打开导叶(可达400s)。
- (2) 空载时几个导叶不同步或单个接力器分别控制导叶开度。
- (3) 空载时 $\frac{dQ_{11}}{dn_{11}}$ 陡度降低。
- (4) 并网后快速加大导叶开度离开空载工况。
- (5) 采用球阀节流来调节流量。

其次, 水力优化设计中, 从 $\frac{dQ_{11}}{dn_{11}}$ 的成因寻求降低 $\frac{dQ_{11}}{dn_{11}}$

陡度的途径, 改善S特性。水泵水轮机设计中, 以水泵工况性能为主, 必然使水轮机工况偏离最优点而在高 n_{11} 区运行, 不稳定的水流流态, 必然导致 $\frac{dQ_{11}}{dn_{11}}$ 陡度的恶化。 $\frac{dQ_{11}}{dn_{11}}$ 陡度大的成因主要有以下三个方面:

(1) 在相同 n_s 下水泵水轮机的 D_1 比常规水轮机大30%~40%, $\frac{D_1}{D_2}$ 比值大, 有节流效应。

(2) 为降低扬程 H_{\min} 时的水泵入力 P_{\max} , 希望水轮机工况叶片进口角与水泵方向圆周速度之间的夹角(α_T)变小, 从而使 $H-Q$ 特性变陡。

(3) 水泵水轮机转轮的进口边比常规水轮机转轮更前倾, 增大了节流效应。

由此可见, 从水力设计角度改善S特性, 选择合理的转轮和叶片参数显得尤为重要。

1.2 驼峰区及其控制

在水泵水轮机水泵工况 $H-Q$ 特性曲线中, 在一定的较小流量区域, 扬程 H 随着流量的减小而急剧下降, 然后又逐渐上升, 此区域即为水泵水轮机的驼峰区。驼峰区是水泵及水泵水轮机的固有特性之一。

针对驼峰区的控制, 主要从水力设计入手, 其次是在水泵工况启动时, 考虑避开驼峰区。

水力设计方面, 主要有两个方向: 一是水泵工况设计点(H_d, Q_d)的合理选择。 (H_d, Q_d) 的选择在满足电站最大扬程和最小扬程以及水泵效率要求的同时, 最大设计扬程 H_{\max} 和驼峰区最小扬程 $H_{\min\text{camel}}$ 间应有足够大的余量 ∇H 。二是水力设计参数对驼峰区的影响。影响 $H-Q$ 曲线的水力设计参数主要有转轮泵工况进口直径 D_2 、导叶高度 b_2 、叶片包角 ϕ 和泵轮叶片出口角 β_2 。

运行方面, 主要考虑水泵启动避开驼峰区。水泵启动经过驼峰区出现的可能性如下:

- (1) 上游水位升高。
- (2) 电网频率降低。
- (3) 管道损失增大。

针对上述经过驼峰区的可能性, 可以采用下述途径解决: 在导叶最优15%~20%处停留30~60s, 随后再打开至最优开度。

2 初次充水

2.1 利用水泵水轮机初次充水

对于上水库无天然来水的电站, 可利用水泵水轮机直接向上水库充水, 具体步骤如下:

- (1) 关闭进水主阀和导叶, 打开旁通阀。
- (2) 将导叶开启一个很小的开度。
- (3) 利用旁通阀向钢管充水直到压力钢管水位与下游水位相同。
- (4) 按泵工况正常启动方式开启水泵水轮机。

(5) 打开进水阀, 关闭旁通阀, 逐渐打开导叶, 在导叶小开口下向上库充水。

由于该方案的水泵水轮机在很小的开度下运行, 机组振动比较大, 对机组的寿命有一定的影响, 一般情况下不宜采用。

2.2 利用辅助水泵初次充水

为避免水泵水轮机在极低扬程下工作, 可设置专用充水泵向压力钢管充水, 具体实施方案如下:

(1) 打开尾水闸门, 充满尾水管。

(2) 打开导叶和进水阀, 使压力钢管的水位与下游水位相同。

(3) 关闭进水阀和导叶, 利用专用充水泵向压力钢管充水, 充水泵的容量根据压力钢管的容积和要求的充水时间确定。

(4) 用专用充水泵充水, 待达到水泵水轮机许用最低扬程, 开启水泵水轮机正常抽水。用水泵水轮机充水的最低扬程按最大扬程的 80% 考虑。在利用水泵水轮机充水时, 应密切关注机组的振动, 若振动较大, 应改由充水泵充水。

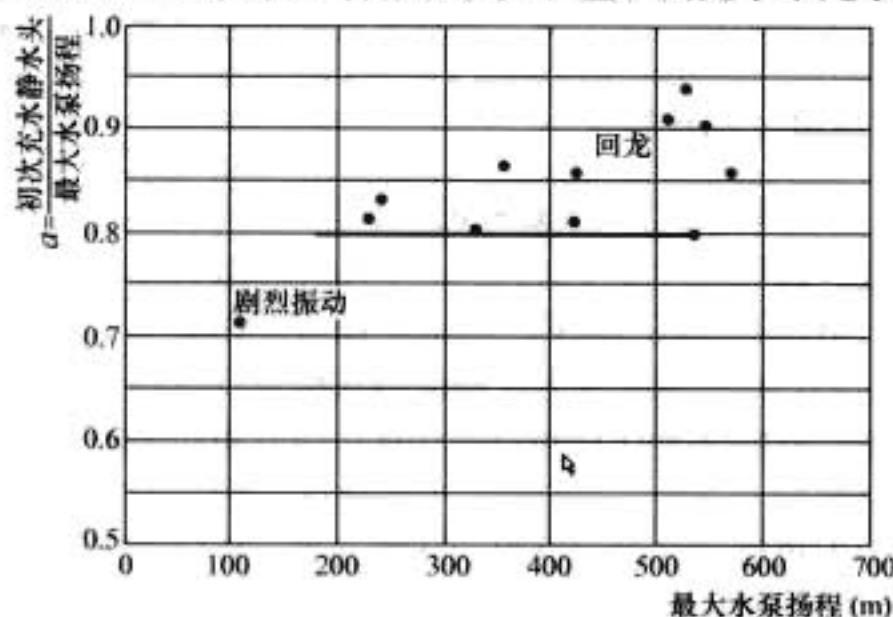


图 7.4-1 混流式水泵水轮机初次充水水头的统计资料

3 工况转换

水泵水轮机主要有 19 种工况转换。分别为: 静止→发电空载、发电空载→静止、静止→满载抽水、满载抽水→静止、静止→旋转备用、旋转备用→静止、静止→发电调相、发电调相→静止、静止→抽水调相、抽水调相→静止、发电调相→发电空载、发电空载→发电调相、抽水调相→满载抽水、满载抽水→抽水调相、旋转备用→发电空载、发电空载→旋转备用、满载抽水→满载发电、发电空载→发电满载、发电满载→发电空载。

上述工况转换中, 满载抽水→满载发电之间的快速转换对机组的冲击最大, 但对电力系统有着举足轻重的意义。当电力系统故障时, 这种转换方式能使系统在短时间内增加相当于两倍机组额定容量的有功功率。在确保安全可靠的前提下, 这个转换过程越快越好。从抽水至发电的直接转换过程需经历水泵、制动、水轮机等多种状态, 其过渡过程甚为复杂。

从调节保证的角度, 在正常操作下, 转速由水泵状态下的一 100% 变为水轮机状态下的 +100%, 一般不超过此正常范围, 人们主要关心的是水压的变化范围和机组的振动状况等问题。在确保上述两项在正常范围的前提下, 加速从抽水至发电的工况转换。为此就需要寻求最优的转换规律, 即导叶的运动规律。关于导叶关闭至零或空载开度的问题, 与水泵断电时的讨论是相同的。最优转换规律需经过过渡过程

计算、分析后作出抉择。

各种工况之间的转换时间主要与自动化元件的速动性、调相压供排气时间、机组在空气中旋转的阻力矩、变频器加速时间和引水系统等有关。水轮机工况之间的转换与常规水轮机基本相同。水泵工况变频器启动时, 机组在空气中旋转的阻力矩一定的情况下, 随着变频器容量的增加, 加速时间缩短, 图 7.4-2 为白山水电站泵站工程静止变频器容量与启动加速时间的关系曲线。

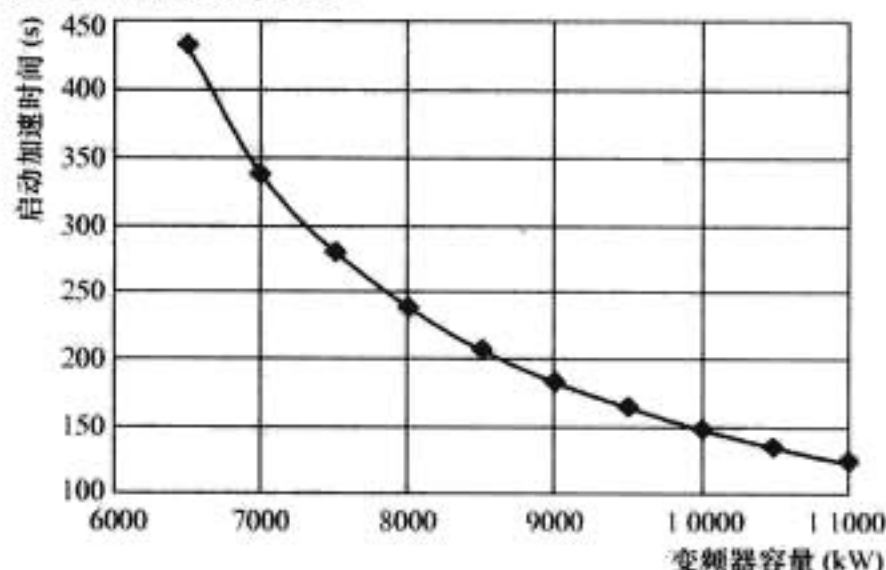


图 7.4-2 白山水电站泵站工程静止变频器容量与启动加速时间的关系曲线

一般情况下各工况之间转换时间如下:

静止→发电空载不大于 90s、发电空载→静止不大于 280s、静止→满载抽水不大于 300s、满载抽水→静止不大于 320s、静止→旋转备用不大于 70s、旋转备用→静止不大于 280s、静止→发电调相不大于 150s、发电调相→静止不大于 360s、静止→抽水调相不大于 240s、抽水调相→静止不大于 380s、发电调相→发电空载不大于 100s、发电空载→发电调相不大于 60s、抽水调相→满载抽水不大于 60s、满载抽水→抽水调相不大于 60s、旋转备用→发电空载不大于 30s、发电空载→旋转备用不大于 30s、满载抽水→满载发电不大于 240s、发电空载→发电满载不大于 30s、发电满载→发电空载不大于 30s。

4 过渡过程

4.1 水轮机工况启动及增负荷

中高水头水泵水轮机在水轮机工况启动时受“S”的影响较大, 在一般情况下, 机组不能由空载直接带上负荷, 而不可避免地要进入反水泵区, 造成运行上很多困难。水轮机工况进入反水泵区的过程大致如下:

在发电运行并网之前, 机组实际上是处于空载开度下的飞逸状态。低比转速水泵水轮机转轮的叶片很长, 同步转速下的反水泵扬程可能比压力钢管中水压力还高, 故并网以后机组将很快地通过制动区而进入反水泵区。此时转轮由电网吸取能量向水轮机方向打水, 所耗功率可达额定功率的 30%~40%。导叶开大后机组会很迅速回到水轮机工况, 造成主轴力矩的很大反复。

一般情况下机组从静止到空载的时间为 20~60s, 从空载到满负荷的时间为 10~20s。若在开启过程中产生振动过大, 这可能是由于“S”特性的影响, 此时可以减缓导叶开启速率。

机组由调相转发电时, 导叶刚开启而转轮室尚未满水, 已进来的水体成为叶片上的负荷使机组进入反水泵区运行。下一时刻转轮室充满了水, 机组又很快转为正常水轮机向外输出功率, 在很短时间 (几秒钟) 作用力矩整

个反向,造成结构部件上的冲击负荷。抽水蓄能电站采用的防止方法之一是,在调相完毕后先将机组和电网解列,等转速稍下降后打开导叶将转轮室充水再按正常水轮机工况启动程序启动。

4.2 水轮机工况甩负荷

水泵水轮机在水轮机工况运行时,由于电器故障甩负荷后导叶即自行关闭,将机组停下来或保持在空载状态。导叶关闭方式要选择得合适,使压力管道中压力上升和尾水管中压力下降以及机组转速上升都不超过电站设计的允许限度。导叶关闭规律可采用一段关闭,也可采用两段关闭或三段关闭,两段关闭和三段关闭的拐点一般由调速器来实现。对于长尾水管的电站应注意尾水管的压力降低值以防止发生水柱分离。由于在甩负荷时尾水管的压力脉动较大,并且水流在高速旋转,转轮中心和尾水管边壁的压力不同,现阶段的计算机的仿真计算无法实现,需对计算结果进行修正,修正值一般为净水头的3%~3.5%。由实测结果和计算结果比较可知,转速上升的计算结果和实测结果非常接近,一般不需修正。若尾水管的压力降较大,也可采用进水阀与导叶联合关闭提高尾水管的压力。对于高水头水泵水轮机由于转轮直径较大,在甩负荷时转速上升在离心力作用下进入转轮的流量变小而引起压力上升,可采用前几秒中导叶开度保持不变的关闭规律。

4.3 泵工况启动及抽水

混流式水泵水轮机泵工况扬程特性曲线在小流量范围一般都有一个驼峰区,电站设计时应将泵的正常范围选在驼峰区以外,不过在电站高水位时也可能避开驼峰区。如图7.4-3所示的机组在泵工况启动后噪声很大,流量不足,经分析发现导叶虽然开大了但机组并未越过驼峰区。泵的工作点由A、B、C点到达D点(其开度为40%),导叶开到50%时工作点应移到F点,但由于压力管道内水压有波动,实际工作点跳回到了E点。现场试验发现如果在D点将开度保持不变30~60s,待水压振荡平息后再继续开大,工作点即能达到F点。

一般情况下水泵工况按线性开起,开起时间为10~30s。

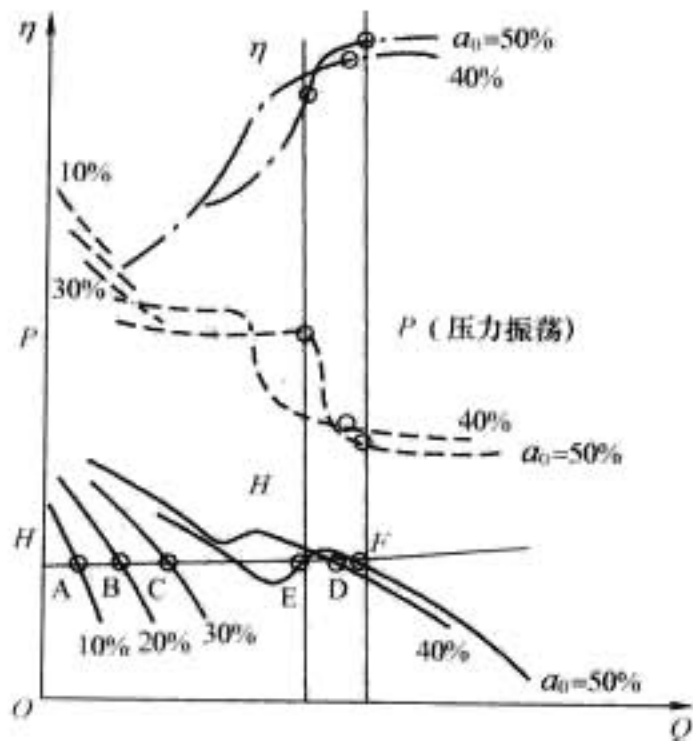


图 7.4-3 水泵工况启动时的过渡过程

4.4 水泵工况断电

为防止转速反向,水泵断电时的导叶关闭时间比水轮机甩负荷时的导叶关闭时间短。一般情况下水泵断电时第一段全行程的导叶关闭时间为10s左右。

关于关机的终点开度问题:一种方式是将导叶关闭至零,另一种方式是将导叶关闭至水轮机的空载开度。在后一种方式下,从控制水压的观点看,与关闭至零的方式相比,其导叶的变幅较小,水压的变化值也随之减少,从控制转速的观点看,由于其终点开度为水轮机的空载开度,因而其稳态工况为水轮机空载工况,稳态转速为水轮机的额定转速。从水流稳定性的观点看,前一种方式有一段水流中断的时间,过程比较稳定,后一种方式则有水流反向的过渡过程,会引起振动,目前两种方式均采用。

关于关闭规律,大致可分为直线关闭、先快后慢、先慢后快三种。该选用何种规律,究竟先快后慢、先慢后快哪种为佳,对于先快后慢或先慢后快规律,如何确定各段斜率及拐点位置,需要针对不同电站的具体情况,经过渡过程计算、分析和优化后,作出决策。

4.5 尾水管水柱分离

地下式抽水蓄能电站趋向于使用长尾水管或尾水管隧洞,因而尾水管中的水压振荡增大。尾水管压力如过低,就会产生水柱分离。为避免水柱分离可采取设置尾水调压井或增大淹没深度的方式实现,但是建设调压井投资大。

4.6 过渡过程计算

4.6.1 水泵水轮机过渡过程的计算方法

过渡过程的计算方法大体上可划分为解析计算法、图解法、数值计算解法与模拟机计算解法等。随着电子计算机的广泛应用,纯解析计算方法和图解法已很少应用,代之以计算机来完成的解析计算和图解计算。而应用最多的是计算机数值解法。

水力机械装置过渡过程的计算结果,同边界条件密切相关。在传统的计算机数值解法和图解法中,常采用水力机械的全特性曲线,即外特性作为求解过渡过程的边界条件。

4.6.2 水泵水轮机全特性

将水泵水轮机全特性试验得到的各种工作状态下的特性综合地用特性曲线表示,即为水泵水轮机的全特性,在模型全特性曲线上应表示出导叶开度单位和流量及单位转速的关系曲线,还应表示出导叶开度和单位力矩及单位转速的关系曲线。

在全特性坐标平面上可划分为不同的工作状态区域,混流水泵水轮机一般情况下有5个区域,分别为正水泵区、制动Ⅰ区、水轮机区、制动Ⅱ区、反水泵区。

4.6.3 计算工况

(1) 水轮机工况。

1) 机组突甩全部或部分负荷时,调速器在转速偏离信号作用下产生的过渡过程(即大、小波动稳定计算)。

2) 机组突甩负荷,导叶按给定规律迅速关闭时的过渡过程,计算系统最大水压,最低水压及最高机组转速。还可求调压井在过渡过程中的最高涌浪及最低涌浪值。

3) 在一管多机系统中,部分机组因故障紧急停机而引起对部分正常运行机组的水力干扰下的过渡过程计算。

4) 多机系统中,电站紧急停机时,部分或全部机组导叶拒动时的过渡过程计算。

(2) 水泵工况。

1) 电站断电,各机迅速关闭导叶的过渡过程计算。

2) 电站断电,部分或全部机组导叶拒动时的过渡过程计算。

3) 部分机组断电导叶关闭而引起对正常运行的机组水

力干扰下的过渡过程计算。

(3) 组合工况。

1) 水轮机工况启动。

2) 水轮机工况启动一段时间后、甩负荷。

3) 水泵工况启动。

4) 水泵工况启动一段时间后、失去动力。

4. 计算过程

(1) 已知该时刻导叶开度。

(2) 根据上一时段水头和转速, 可设定本时段的水头 H_p 和转速 n_p 。

(3) 计算 $a = \frac{n_p}{n_r}$ 。

(4) 根据水击方程, 计算 Q_t , $Q_t = C_p - C_a C_p$ 。

(5) 计算 $v = \frac{Q_t}{Q_r}$ 。

(6) 计算 $\theta = \arctan(v/a)$ 或 $\theta = \arctan(v/a) + 180^\circ$ 。

(7) 根据 θ 和 a 按特性 $A = f(\theta, a)$ 插值求出 A 。

(8) 求出 $H_t = A(a^2 + v^2) H_{r0}$ 。

(9) 若 $\left| \frac{H_t - H_p}{H_p} \right| < \text{eps}$, 转(10), 否则 $H_p = H_p + 0.5(H_t - H_p)$, 转(4)。

(10) 继续求转速升高。

4.7 水泵水轮机压力钢管的自激共振

4.7.1 自激振荡的起因及发生情况

抽水蓄能电站在压力管道上发生自激共振的实例已有多起, 管道的自激振动在常规水电站上也时有发生。因蓄能电站中常用配有可动密封的球形阀, 同时在抽水时容易将污物带入管道中而影响球形阀的正常密封作用, 所以在蓄能电站中发生自激振的机会多些。

自激振动的发生主要是由于管道下端装有一个具有某种弹性作用的阀, 由于水压变化而产生间歇的动作, 由此引起管道内水压的振荡。如果这一振荡的周期和管道系统的主振周期或某个谐振周期重合或接近, 就会引起管道系统内大范围的共振。因为振动的能量来自水库水压, 所以它是自激的, 一经开始便持续不停。

前些年在欧洲的几个抽水蓄能电站中相继发生过自激振动, 如英国的费斯汀组(Festiniog), 克拉背(Cruachan)和西班牙的维拉里诺(Villarino), 报导最详细的实例是美国的怀阿特(Hyatt)抽水蓄能电站。发生振动的情况大致如下:

怀阿特抽水蓄能电站位于奥瑞维尔(Oroville)坝下游, 是个地下电站, 共装有六台机组, 三台为水泵水轮机, 三台为常规水轮机。工作水头为186m, 总出力为700MW。引水系统包括两条压力钢管, 每条钢管在电站前分为三个支管。水泵水轮机和常规水轮机是相间安装的, 即1、3、5号为水轮机, 2、4、6号为水泵水轮机, 1号钢管上的2号机组在1976年曾发生自激共振。

2003年8月22日23:08, 广州抽水蓄能电站6号机组声音异常, 球形阀振动明显, 当时7号机泵工况方式下运行, 5号、6号、8号机处于正常停机备用状态。现场检查发现5号和6号球形阀在沿轴线方向窜动及发出异常响声,

球形阀操作水压力表指针来回摆动, 6号球形阀上游密封退出腔操作水软管爆裂喷水; 7号主变冷却水系统(主变负载冷却水供水方式为从本机尾水管内取水的单元供水)管路在剧烈振动, 伴有周期性的异常响声, 水压表盘指示针从零到大于正常值来回摆动; 5~8号球形阀上下游密封及接力器供水管路中带压管路发热, 其中6号机球形阀操作水管路发热较其他机组球形阀操作水管路发热严重, 约80℃。停7号机并投入其球形阀上游密封后上述异常现象消失。相继投入5号、6号和8号球形阀上游密封。操作完成后对5~8号机组球形阀与上/下游钢管连接螺栓及阀体与基座连接螺栓检查未见异常, 5~8号机球形阀都有纵向移位痕迹, 5号、6号球形阀还有横向移位痕迹; 对B厂上/下库进出水口闸门、调压井及支洞检查未见异常。

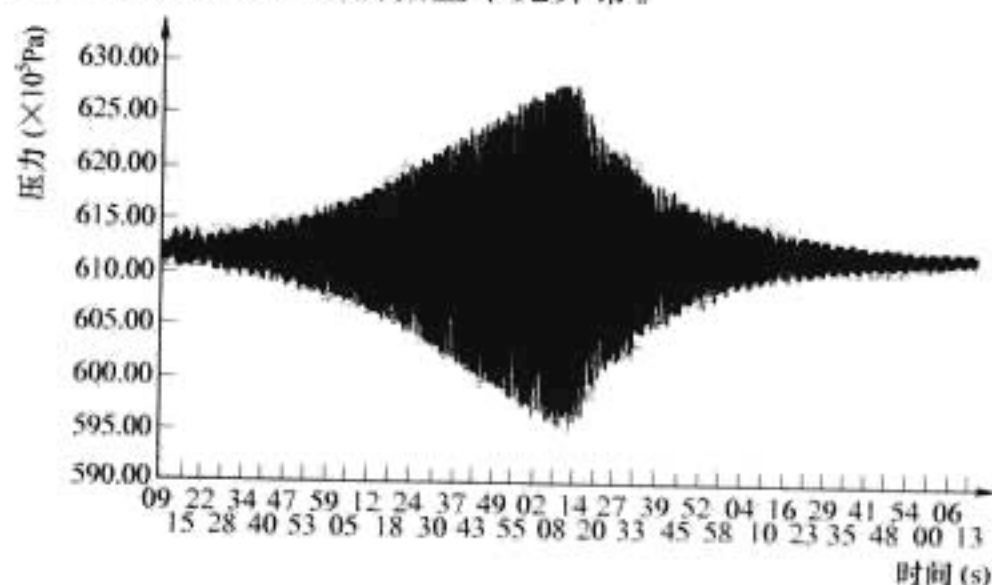


图 7.4-4 5号机球阀上游压力变化

8月29日下游水道充水完成后进行了球形阀试验, 分别退出5号、6号和8号球形阀上游密封, 球形阀操作水压力有波动但很快衰减稳定, 未见异常; 退出7号球形阀上游密封时球形阀操作水压力出现波动。

5号机球形阀上游密封退出后, 压力开始波动并不断增大如图7.4-4所示, 约2min内其振幅达到±15m, 振荡周期约0.5s。2min后投上7号机球形阀上游密封, 波动迅速衰减。

4.7.2 自激振荡避免的措施

自激振荡是在管道系统特定的边界条件下形成并扩大的, 如果边界条件有一定的改变, 则振荡就会减弱或者止息。在一些单管引水的水力机组上已发现, 如把球形阀的旁通管打开就可以制止共振。在怀阿特电站因为压力钢管分成三个支管, 发生振动后曾打开了1号和3号机主阀的旁通管而未见效, 只有打开了2号机主阀的旁通管才止住了共振, 后来检查才发现2号主阀的密封环管路中的污物。发生激振时振动是很剧烈的, 蜗壳进口压力表由零至全量程晃动, 辅机管道强烈振动, 很多管夹折断。由于压力钢管和电站设备是按地下电站标准设计的, 才未遭破坏。

发生自激振动以后, 电站采取了如下预防措施:

(1) 把球形阀密封环的压力水源改接到压力钢管以外的一个清洁水源, 避免污物再次进入控制管路。

(2) 每个球形阀的密封水管都与两个压力钢管相通, 增加备用。

(3) 装设保护机构使在管路水压降低后自动打开旁通阀。

(4) 改善密封环的密封性能。

第5章 发电电动机主要数据

1 额定容量 S_N 和额定功率 P_N

额定容量 S_N 和额定功率 P_N 分别用 MVA (kVA) 和 MW (kW) 表示,它是综合考虑电站水能的有效利用、机组制造的可行性和经济性、机组在电力系统运行调度的灵活性等因素确定的,并综合发电和电动两种工况下的参数匹配和运行稳定,与水泵和水轮机工况额定输出功率相匹配。

发电工况的容量和功率表示在电机机端输出的电气容量和电气功率;电动工况的功率表示在轴端输出的机械功率。在发电和电动两种工况下的电机设计容量宜相近,可充分提高电机的经济性。

2 额定电压 U_N

额定电压应符合国家标准 (GB 156) 的规定,即为 3.15、6.3、10.5、13.8、15.75、18、20、22、24kV。

额定电压应综合机组技术经济指标 (绝缘、冷却方式、参数、稳定性等) 和电站的变压器、断路器、电压及电流互感器等配套设备的选型和经济性等因素。

在发电电动机容量和冷却方式已确定的前提下,根据绕组支路数和槽电流的匹配性,综合考虑电磁负荷和短路比、直轴瞬变电抗等参数水平及材料的经济性确定额定电压。

推荐按表 7.5-1 选择发电机的额定电压。

表 7.5-1 额定容量与额定电压的关系

S_N (MVA)	U_N (kV)	S_N (MVA)	U_N (kV)
20 以下	6.3 及以下	180~400	15.75~18
20~100	10.5~13.8	300~700	18~20
80~200	13.8~15.75	600~900	20~22 (24)

3 额定功率因数 $\cos \varphi_N$

额定功率因数是发电电动机的额定有功功率 P_N (MW 或 kW) 与额定容量 S_N (MVA 或 kVA) 的比值

$$\cos \varphi_N = \frac{P_N}{S_N} \quad (7.5-1)$$

额定功率因数的选择与电力系统稳定、系统无功平衡、发电电动机造价、电压回路设备选型、机组过负荷能力等均有一定的关系。对于发电电动机,需确定发电和电动两种工况的功率因数。抽水蓄能电站一般位于负荷中心附近,同时因电站本身的任务特性,发电工况的功率因数与常规水电机组相比要高。

在抽水工况时,机组作为电力系统的负荷运行,处于电力系统的电量相对富余的情况下,一般系统对机组的无功功率要求不大。所以该状态下电动机的功率因数可取得高一些,以减少电动机的设计容量,并可提高电机在两种工况下的运行效益,使发电机容量与电动机容量相近,提高机组设计的经济性,但将使电机的视在输出功率 (MVA 或 kVA) 和稳定性降低。因此额定功率因数的选择应从电机的造价、电力系统无功补偿装置的影响和输送无功容量的要求等方面综合确定。

发电电动机的额定功率因数可按表 7.5-2 选取。

表 7.5-2 发电电动机额定容量与额定功率因数关系

S_N (MVA)	$\cos \varphi_N$	
	发电工况 (滞后)	电动工况 (超前)
$S_N \leq 200$	≥ 0.875	≥ 0.95 , 通常取 0.975
$S_N > 200$	≥ 0.9	

4 额定转速 n_N

发电电动机的额定转速是由水泵水轮机根据机组的运行条件、工作水头及水头变幅、稳定性和经济性等因素确定。为满足发电电动机设计制造的可行性和合理性,包括额定电压、绕组支路数、槽电流的合理匹配、绕组的接线方式、性能参数要求、结构布置及通风冷却等方面,应对几种可能采用的转速进行综合分析论证后确定。

发电电动机的额定转速优先在下列转速中选择: 1500、1000、750、600、500、428.6、375、333.3、300、250、214.3、200、187.5、166.7、150、142.9、136.4、125r/min。

5 飞逸转速 n_r

当机组在最高水头下运行而突然甩负荷,如水泵水轮机的调速系统及其他保护装置失灵,导水机构发生故障致使导叶开度在最大位置,在此工况下机组可能达到的最高转速称为飞逸转速。飞逸转速与水泵水轮机的转轮型式和最高水头等有关,由水泵水轮机方负责确定。飞逸转速的范围如下:

三级式水泵/水轮机, $n_r = (1.6 \sim 1.85)n_N$ 。

混流式水泵水轮机, $n_r = (1.45 \sim 1.65)n_N$ 。

转桨式水泵水轮机当保持协联关系时, $n_r = (2.0 \sim 2.3)n_N$ 。

转桨式水泵水轮机当破坏协联关系时, $n_r = (2.4 \sim 2.6)n_N$ 。

贯流式水泵水轮机当破坏协联关系时, $n_r = (2.8 \sim 3.1)n_N$ 。

飞逸转速的大小对电机的基本设计影响很大。它直接影响到电机转动部件的刚强度,尤其磁轭、磁极的强度问题最为突出。

6 飞轮力矩 GD^2

飞轮力矩是电机转动部分的重量与其惯性直径平方的乘积。机组的 GD^2 主要由电机的 GD^2 决定,水轮机的 GD^2 通常占机组的约 5%~10%。 GD^2 直接影响电机甩负荷时的速度上升率和系统负荷突变时电机运行的稳定性,对电力系统的瞬态过程和动态稳定性有很大影响。

飞轮力矩一般是由水泵水轮机在水泵工况下的调节保证计算确定的,即满足机组的速度上升率、引水管道内的压力上升率及机组稳定性的要求。应在电机机械强度及技术经济条件许可下尽量予以满足。但飞轮力矩过大时,将使电机在电动机工况下起动时间长,提高起动设备的容量和造价。

当电机的基本尺寸确定后,电机本身能提供的 GD^2 值可按式估算

$$GD^2 = KD_i^{3.5} l_i \quad (7.5-2)$$

式中: D_i 为定子铁心内径, m; l_i 为定子铁心长度, m; K 为经验系数, 按表 7.5-3 选取。

表 7.5-3 经验系数 K

n_N (r/min)	60~93.8	100~375	428.6~750
K	54~49	53~48	52~47

7 机械(惯性)时间常数 T_{mec} 与储能常数 H

机械时间常数 T_{mec} 表示在电机额定转矩作用下,把转子从静止状态加速到额定转速所需的时间,按式(7.5-3)计算

$$T_{mec} = \frac{2.8GD^2 \left(\frac{n_N}{100}\right)^2}{P_N} \quad (7.5-3)$$

式中: GD^2 为飞轮力矩, $kN \cdot m^2$; n_N 为额定转速, r/min; P_N 为额定功率, kW。

机械时间常数与电机额定转速的关系见表 7.5-4。

表 7.5-4 机械时间常数与额定转速的关系

n_N (r/min)	750~428.6	375~200	200~60
T_{mec} (s)	3~6	4~8	6~10

储能常数表示发电机转子储存的能量,其表达式为

$$H = 1.395 \times 10^{-4} GD^2 n_N / S_N \quad (7.5-4)$$

机械时间常数与储能常数的关系如下

$$T_{mec} = \frac{2H}{\cos \varphi_N} \quad (7.5-5)$$

8 短路比 SCR

发电电动机的短路比为空载额定电压时的励磁电流 I_{f0} 与三相稳态短路电流为额定值时的励磁电流 I_{fk} 之比。

$$SCR = \frac{I_{f0}}{I_{fk} X_d} \quad (7.5-6)$$

式中: X_d 为直轴同步电抗不饱和值(标么值),若忽略磁饱和的影响,短路比与直轴同步电抗互为倒数关系。

短路比是根据电站在电网中的位置和功能及机组稳定性要求等因素综合确定的。短路比大,可提高电机运行的静态稳定性,但需增加转子用铜量。电机设计时,可通过调整定、转子气隙长度来满足规定值。抽水蓄能机组一般具有高转速、每极容量大的特点,由于结构尺寸的限制,很难取得较大的短路比。并且抽水蓄能电站通常处于负荷中心附近,一般不必设定较大的短路比。发电电动机的短路比标准值在发电机工况下为 1.0,在电动机工况下为 0.9。

9 直轴瞬态电抗 X'_d

直轴瞬态电抗 X'_d 是根据电力系统稳定性计算确定的,它对发电电动机运行的动态稳定性和负荷变化时的瞬态电压变化率有较大影响。 X'_d 越小,动态稳定极限越大,瞬态电压变化率越小。降低电负荷值可减小 X'_d ,但定子铁心质量要相应增加,使发电机外形尺寸增大,成本提高。当电负荷确定后, X'_d 值主要由定子绕组和励磁绕组的漏抗值确定。通过采用浅槽、调整磁极尺寸、优化极靴表面形状等结构措施,可适当减小漏抗。空气冷却电机的 X'_d 值范围为 0.24~0.36。

10 槽电流 I_s 和定子绕组并联支路数 α

槽电流为发电电动机定子每槽导体数与支路电流的乘积。槽电流决定于电机的容量、电压、并联支路数、绕组型式,槽电流的合理取值也决定于冷却方式。槽电流太小,表明发电电动机有效材料的利用系数低,同时由于线圈截面尺寸较小,将使绕组端头钎焊等工艺性差;槽电流太大,将导致铜损及附加损耗增加,使线棒股线间温差增大,同时由于线圈股线尺寸较大,将不易保证股线换位距离、成型线圈尺寸公差等制造工艺要求。对于内冷绕组,可较大幅度地提高槽电流。

对于一些特定转速的发电电动机,很难获得合理的槽电流,一般采用低电压的方法以得到相对合理的槽电流。这时发电电动机的材料利用率低、经济性较差,对发电电动机电压回路设备的选择造成一定的困难。也有采用不对称支路绕组,以获得合理槽电流的解决方式。但目前不对称支路绕组的设计制造经验和运行业绩是极少,一般不宜采用。采用不对称支路绕组方式时,应对支路电动势和电流的不对称度、支路间环流损耗和发热、阻尼系统、高次谐波和振动、绕组结构、布置和接线及其保护等进行全面分析计算。

空气冷却发电电动机的槽电流值推荐按表 7.5-5 选取。典型发电电动机的槽电流值统计数据见表 7.5-10。

表 7.5-5 槽电流与额定容量的关系

S_N (MVA)	I_s (A)	S_N (MVA)	I_s (A)
10~120	2500~4200	300~600	5500~6500
130~300	4000~6000	600~900	6200~7500

11 电负荷和热负荷

11.1 电负荷 A

电负荷 A 是发电电动机的主要技术经济指标之一,对发电电动机的主要尺寸、参数、绕组温升和材料利用率等有直接影响。

A 值大小决定了定子内圆单位表面积所产生的绕组铜损值的大小,直接影响温升和效率值的高低。电负荷与电机容量、绝缘等级、参数要求及冷却方式等有关。空气冷却发电电动机的电负荷取值范围见表 7.5-6。对绕组内冷的发电电动机,其电负荷值可比空气冷却的提高约 1.3~1.8 倍。

表 7.5-6 电负荷取值范围

S_N (MVA)	A (A/cm)
$S_N \leq 10$	200~500
$150 \geq S_N > 10$	450~700
$800 \geq S_N > 150$	600~900

注 大容量发电电动机取上限值。

发电电动机主要尺寸确定后,漏电抗与 A 成正比,短路附加损耗则近似地与 A 的平方成比例。因此, A 对发电电动机的参数和性能影响很大, A 与极距 τ 及直轴瞬态电抗 X'_d 有下述关系

$$A = K \sqrt{X'_d \tau} \quad (7.5-7)$$

式中: τ 为极距, cm; X'_d 为直轴不饱和瞬态电抗(标么值); K 为经验系数,可按表 7.5-7 选取。

表 7.5-7 经验系数 K

n_N (r/min)	K	n_N (r/min)	K
≥ 375	135~140	100~88.3	150~155
300~187.5	140~145	< 83.3	155~160
166.7~107.1	145~150		

注 高速大容量发电电动机取下限值。

11.2 热负荷 AJ

发电电动机的电负荷 A 与定子电流密度 J 的乘积 AJ 表示定子铜耗在槽内的热负荷。它是控制定子绕组温升及确定发电机冷却方式的重要参数和衡量指标。AJ 选择过大,将导致槽内温差增大,线圈温升增高。

通常空气冷却大容量发电电动机电流密度的取值范围为 2.5~3.5A/mm²; 中小容量的范围为 3~4.5A/mm²。对定子线圈采用内冷的发电电动机,电流密度可显著提高,其取值范围达 4.5~7.5A/mm²。空气冷却发电电动机的电流密度值推荐按表 7.5-8 选取。

表 7.5-8 额定容量与电流密度的关系

S_N (MVA)	J (A/mm ²)
10~100	3.6~2.6
80~500	2.9~2.5
400~800	3.2~2.8

目前国内外已成功投运和正在设计制造的发电电动机的热负荷值显著提高,为控制定子温升及铁心热膨胀变形,保证电机安全可靠运行,推荐按表 7.5-9 选取 AJ 值。

表 7.5-9 热负荷与额定容量的关系

S_N (MVA)	AJ [A ² /(cm·mm ²)]
10~200	1800~2100
300~400	1900~2300
500~800	2200~2800

典型发电电动机的电负荷和热负荷值统计分别见表 7.5-10。

表 7.5-10 典型发电电动机槽电流、电负荷和热负荷值统计

序号	电站名称	S_N/S_{max} (MVA)	P_{NG}/P_{NM} (MW)	U_N (kV)	$\cos\varphi_{NG}/\cos\varphi_{NM}$	n_N (r/min)	I_s (A)	A (A/cm)	AJ [A ² /(cm·mm ²)]	冷却方式
1	响洪甸	45.7/56.4	40/55	10.5	0.875/1.0	150~166.7	2514/3102	505/624	1485/2259	空冷
2	回龙	67	60/65.6	10.5	0.9/1.0	750	3666	783	2741	空冷
3	白山	165	145/168	13.8	0.88/0.91	200	4602/5212	728/825	2039/2617	空冷
4	HAÜSLING (豪斯林)	200		19.5		600				定、转子 水内冷
5	十三陵	222	200/218	13.8	0.9/1.0	500	6198	825	2888	空冷
6	泰安	278	250/274	15.75	0.9/0.975	300	5095/5315	843/880	3270/3928	空冷
7	宜兴	278	250/275	15.75	0.9/0.98	375	5095	750	2869	空冷
8	张河湾	278	250/268	15.75	0.9/0.98	333.3	6794	830	2639	空冷
9	Lam Ta Khong	282	254/268	16.5	0.9/0.95	428.6	4934	700	2960	空冷
10	广州一期	334	300/334	18	0.9/0.975	500	7142	884	2811	空冷
11	广州二期	334/380	300/312	18	0.9/0.975	500	5357/6095	818/930	2699/3495	空冷
12	天荒坪	334/350	300/336	18	0.9/0.975	500	5357	775	2403/2649	空冷
13	桐柏	334	300/336	18	0.9/0.975	300	5345	787	2597	空冷
14	西龙池	334	300/320	18	0.9/0.975	500	5345	766	2727	空冷
15	惠州/宝泉	334/360	300/330	18	0.9/0.95	500	7142	834	2652	空冷
16	白莲河	334	300/325	15.75	0.9/0.975	250	6122	751	2238	空冷
17	蒲石河	334	300/322	18	0.9/0.98	333.3	7142	797	2120	空冷
18	黑麋峰	334	300/325	18	0.9/0.975	300	5357	791	2159	空冷
19	呼和浩特	334	300/320	18	0.9/0.975	500	7142	840	2730	空冷
20	玉原 Tamahara	335	302/310	13.2	0.9/0.95	428.6	4178			空冷
21	金谷 Goldisthal	331	265/261	18	0.8/	333.3	7078			空冷
22	奥清津 2 Okukiyotsu	355	320/320	16.5	0.9/0.95	428.6	3549			空冷
23	木舟 Muju	343 /373	336/365	18	0.9/0.98	450	5500/5980	713/775	2253/2663	空冷

续表

序号	电站名称	S_N/S_{max} (MVA)	P_{NG}/P_{NM} (MW)	U_N (kV)	$\cos\varphi_{NG}/\cos\varphi_{NM}$	n_N (r/min)	I_s (A)	A (A/cm)	AJ [A ² /(cm·mm ²)]	冷却方式
24	今市 Imachi	390	351/361	15.4	0.9/0.95	428.6	4178			空冷
25	三冲 San Chong	438	394/429	18	0.9/0.98	360	7024	836	2792	空冷
26	葛野川 Kazunogawa	475	380/460	18	0.8/1.0	500	7618			空冷
27	神流川 Kannagawa	525	473 /464	18	0.9 /0.95	500	5613			空冷

12 磁负荷

发电电动机的磁负荷主要指气隙平均磁通密度 B_0 。磁负荷对发电电动机的利用系数和性能参数等有直接影响。当电机主要尺寸确定后，电负荷与磁负荷的乘积为一定值。电、磁负荷的取值将决定电机有效材料铜、铁质量及其对应的铜耗、铁耗的分配。同时，电机漏抗与 A/B_0 值成正比，因而对发电电动机的性能参数有直接影响。

气隙平均磁通密度确定后，通过调整定子槽形和磁极尺寸等方法来确定定子齿部、定子轭部及极身的平均磁通密度。提高磁负荷取值，可以节约用铜量，但受到铁磁材料饱和的限制。

发电电动机磁路中各部分磁通密度，通常采用的数值范围见表 7.5-11。

表 7.5-11 磁路各部分磁通密度取值范围

工况	各部分磁通密度	取值范围 T	备 注
空载 额定 电压	气隙平均磁通密度 B_0	小容量:0.5~0.76; 中容量:0.6~0.79; 大容量:0.68~0.80	大容量发电电动机取上限,对 内冷水轮发电机 取 $B_0 > 0.8T$
	1/3 齿高处平均磁通密度 $B'_{z1/3}$	中、小容量:1.45~1.55; 大容量:1.55~1.65	大容量发电电动机取上限
	定子轭部平均磁通密度 B_j	小容量:<1.35; 中、大容量:1.2~1.45	大容量发电电动机取下限
	极身平均磁通密度 B_m	小容量:<1.4; 中、大容量:1.3~1.45	大容量发电电动机取上限
额定 负载、 额定 电压、 零功率 因数	1/3 齿高处平均磁通密度 $B'_{z1/3}$	1.75~2.05	大容量发电电动机取上限
	极身平均磁通密度 B'_m	<2.0	当 $B'_m > 2.0T$, 极身磁路趋于饱和, 导致总磁位降增加

13 铁心和绕组温升

定子铁心硅钢片经去毛刺、磨光后双面涂 F 级环氧绝缘漆。定子线棒主绝缘采用 F 级环氧粉云母多胶模压或少胶真空液压浸渍 (VPI) 体系。转子磁极绕组匝间绝缘采用上胶 Nomex 纸或等同 F 级绝缘，极身绝缘采用 Nomex 纸缠绕或等同 F 级绝缘结构。

为保证机组长期运行的安全性和可靠性，使电机绕组的

绝缘老化时间满足机组使用寿命要求，电机各部温升应留有一定余量。目前电机绕组绝缘按 F 级进行设计，允许温升按 B 级绝缘温升值考核。

空气冷却及液体直接冷却的发电电动机在规定的使用环境条件及额定工况下，定子绕组、转子绕组和定子铁心等的温升限值应不超过表 7.5-12 的规定。

表 7.5-12 定子绕组、转子绕组和定子铁心等
部件允许温升限值

热分级	B			F		
	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法
空气冷却的 定子绕组		80	85		100	105
定子铁心	80		85	100		105
液体内冷的 定子绕组、 转子绕组和 定子铁心的 出水	25		25	25		25
两层及以上的 转子绕组		80			100	
表面裸露的 单层转子绕组		90			110	
不与绕组接触 的其他部件	这些部件的温升应不损坏该部件本身或 任何与其相邻部件的绝缘					
集电环	80			90		

注 考虑发电电动机在非基准运行条件和定额（海拔高度超过 1000m；冷却空气温度超过 40℃ 及额定电压超过 11kV 等）可参照国标 GB 755 旋转电机 定额和性能进行修正。

14 效率与损耗

14.1 额定效率 η_N 和加权平均效率 η_w

效率是发电电动机的重要技术经济指标，对电站运行经济性影响较大。

发电电动机的效率与容量、转速及冷却方式等有关。在转速相同的条件下，效率随机组容量的增大而提高；在容量相同条件下，高转速机组的效率要比低转速的高些。

发电电动机在额定容量、额定电压、额定功率因数及额定转速运行时的额定效率保证值的取值范围见表 7.5-13。

表 7.5-13 额定效率取值范围

冷却方式	S_N (MVA)	η_N (%)
空气冷却	10~50	96~97.5
	50~300	97.5~98.3
	200~500	98~98.7
	500~800	98.5~98.8
液体内冷	500~900	98.5~98.8

加权平均效率是发电电动机在额定电压、额定转速及规定的功率因数和不同负荷工况下对应的加权效率值。加权平均效率按下列公式计算确定

$$\eta_w = A\eta_1 + B\eta_2 + C\eta_3 + \dots \quad (7.5-8)$$

式中：A, B, C, …为对应规定的功率因数和不同负荷工况下的加权系数； $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \dots$ 为对应规定的功率因数、负荷及加权系数的效率值。

14.2 损耗

计算效率时发电电动机的损耗应包括：

- (1) 定子绕组铜损耗（按规定温度计算绕组电阻值）。
- (2) 转子绕组铜损耗（按规定温度计算绕组电阻值）。
- (3) 铁心损耗。
- (4) 风损及摩擦损耗。

- (5) 推力轴承损耗（发电电动机转动部分重量引起的损耗）。
- (6) 导轴承损耗。
- (7) 杂散损耗。
- (8) 励磁系统损耗。
- (9) 其他损耗（若设置发电电动机风扇，则应计及风扇功率）。

铁心损耗决定于磁路各部的磁通密度水平和导磁材料特性，与电机负荷无关；定、转子绕组铜耗决定于负荷大小和功率因数；机械损耗与负载电流无关。即机械损耗与铁心损耗为固定损耗，不随负荷变化而变化；定、转子绕组铜耗为可变损耗，随负荷的变化而变化。

15 调相容量及充电容量

根据系统需要，发电电动机通过励磁调节可向电力系统输送和吸收一定的无功功率。发电电动机处于过励状态，即为调相运行；发电电动机处于欠励状态，即为进相运行。充电运行是进相运行的一种特殊方式，即 $\cos\varphi = 0$ ，发电电动机处于欠励状态运行。

一般可通过功率特性曲线近似确定调相容量及充电容量值。



第6章 抽水蓄能机组的双向推力轴承

1 前言

推力轴承是水轮发电机组中最重要的部件之一,它承受着水轮发电机组转子重量及轴向水推力,其工作性能不仅直接关系到机组能否安全运行,而且还影响机组的出力和效率。

大型发电电动机推力轴承采用可倾式扇形瓦(单层或双层),推力瓦通常采用巴氏合金瓦。推力轴承由于采用中心支撑和双向、高速运行,其支撑中心偏离最佳支撑点,不利于楔形油膜的形成,如何保证这种轴承的承载能力,是双向推力轴承研制的关键。中心支撑双向推力轴承的温升较大,一方面会使黏度下降,而使承载力下降,油膜变薄,严重的会使轴瓦与转动部件表面发生擦伤事故,另一方面由于润滑油温升会使轴瓦及镜板推力头因温差引起的热变形增大也会导致相同的结果。因此能够准确地预测轴承性能,是进行轴承设计的基本问题。要做到这一点就必须对轴承及其相关部件和润滑油膜作整体的热弹性流体动力分析,这也是近年来大型水轮发电机组推力轴承设计所面临的一个主要问题。如果措施不合理,都可能引起烧瓦事故,造成的损失巨大。

在发电电动机推力轴承方面,提高其运行可靠性和安全性的途径一是进行热弹流理论分析和设计计算,二是试验的方法,三是前两者的结合。双向推力轴承的研究,可以借鉴单向推力轴承技术,建立推力轴承的热弹流动力润滑性能计算程序,并进行试验台或真机试验验证,为根据理论计算结果进行推力轴承设计奠定基础。

2 推力轴承的设计计算

2.1 推力轴承的参数

一般情况下,根据负荷和转速进行推力轴承的设计,轴承几何参数的选择均以此为基础。

瓦内径,根据大轴的直径,和挡油管的安装和运行空间确定。

外半径 R_0 和内半径 R_i 之差为瓦宽 B ,即 $B=R_0-R_i$ 。圆周方向瓦面弧长为瓦长 L ,以长宽比 L/B 表征瓦面的几何形状, L/B 可在 0.5~1.0 范围内选取。

瓦的总长与平均直径上的周长之比称为填充系数,填充系数较大,间距较小,由前一块瓦流出的热油将有相当多的部分进入下一块瓦,因而瓦的进油温度增高,提高了瓦温,影响瓦的承载能力。填充系数较小,间距较大,相当于缩小了轴瓦的面积,提高了单位压力,对轴承运行也不利。选取适当的间隙对轴承设计显得很重要,建议取 $k=0.8$ 左右。

瓦的厚度,可取瓦宽 B 的 1/3 左右。

线速度对摩擦和搅拌功耗影响较大,在能够建立完全的轴承动压油膜情况下,降低线速度,即在转速不变的情况下,减小瓦的直径,有利于降低功耗,减小热变形。

瓦的平均单位压力, $2.0 < p \text{ (MPa)} < 4.0$,对于中、小型推力轴承,宜取小值;对于大、中型推力轴承,且支撑能够满足要求,其平均单位压力可适当取大值。选取具体的

比压值应考虑推力轴承的平均周速,周速大者,比压亦大,但 PV 值应适当控制,可视推力轴承的具体情况确定。比压值较大将不同程度地影响轴承安全运行。

瓦的周向偏心率 e , $e=0$ 。

瓦的支撑分布直径 D_s ,可根据瓦的内径 D_i 和外径 D_0 确定

$$D_s = 2(D_0^3 - D_i^3) / [3(D_0^2 - D_i^2)]$$

油槽油量,根据轴承的损耗确定,还要考虑冷却循环系统断水 15min 的要求。

供油温度,轴承的供油温度一般可通过冷却循环系统得到有效控制。降低进油温度有利于提高轴承的润滑性能。

瓦的温度,GB/T 7894—2001 标准中巴氏合金瓦推力轴承瓦温度限值规定为 75℃。DL/T 622—1997《立式水轮发电机弹性金属塑料推力瓦技术条件》中瓦温度限值规定为 55℃,油温度限值为 50℃。JB/T 10180—2000《水轮发电机推力轴承弹性金属塑料瓦技术条件》中的瓦面温度限值为 90℃,瓦温限值为 60℃,油温限值为 50℃。GB/T 7894—2001 中弹性金属塑料瓦的瓦温限值规定为 55℃。对于巴氏合金瓦推力轴承,如设计合理,瓦的温度(监测温度)与冷却水温度、冷却器的冷却能力及循环冷却效果等有很大的关系。推力轴承运行稳定时的油温较高,其瓦温必然高。瓦体温度监测传感器的位置一般位于径向和周向均为约 75% 处,这一位置的相应测点基本位于瓦的高温区。对于巴氏合金瓦推力轴承,瓦监测温度与最高瓦面温度一般相差 5~10K,对于瓦温度限值可定为 80℃。对于塑料瓦推力轴承,温度监测传感器的相对位置同巴氏合金瓦推力轴承,瓦监测温度与最高瓦面温度一般相差 10~30K。油温度限值可定为 50℃,瓦温度限值可定为 55~60℃,瓦面温度限值可定为 90℃。

最小油膜厚度 $h > 20 \sim 30 \mu\text{m}$,对于小轴承取下限,大轴承取上限。

瓦面最大压力与平均压力之比代表了瓦面和镜板面的综合变形情况,这一比值一般为 2~4。比值越大,其综合变形越大。比值为 2~3 比较合理。

根据蓄能机组的转速和推力负荷,对其双向推力轴承的结构、几何参数、比压等可根据具体的热弹流计算分析进行优化设计,保证轴承性能。

2.2 推力轴承的热弹流分析

瓦面油膜的不等温、不等压性和瓦及镜板的热弹变形是大型水轮发电机推力轴承的运行特点。油膜温度、油膜压力及油膜厚度可充分体现推力轴承性能的优劣,而这 3 个重要参数取决于负荷、转速、瓦面入油温度、油黏度、瓦尺寸大小、几何形状、镜板工作面的平面度、瓦面及镜板面的热弹变形等。一般可通过联立求解润滑油膜的动压(雷诺方程)、热能量、黏度—温度、油膜厚度等方程及瓦和镜板的热传导、热弹变形等方程来迭代求解出推力轴承的性能参数,进而描述其润滑过程的特征。瓦和镜板推力头的热传导、热弹变形计算可采用通用结构分析软件,如 Ansys, ADINA 等。

油膜的计算采用二维或三维的软件。下面以二维油膜和三维瓦及镜板推力头热弹变形的控制方程为例介绍大型水轮发电机推力轴承的数学模型。

2.2.1 雷诺方程

雷诺方程是在假设黏性流体(油)吸附于两固体表面(瓦面和镜板面)的基础上建立的,适用于巴氏合金瓦,对于弹性金属塑料瓦,如果瓦面油膜存在滑移,就要考虑压力滑移和剪切滑移,并对雷诺方程进行修正。计入滑移影响的雷诺方程修正式为

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r h^3 (1 + \alpha_{pr})}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{h^3 (1 + \alpha_{p\theta})}{\mu} \frac{\partial p}{r \partial \theta} \right) = 6\omega r \frac{\partial [h (1 + \alpha_r)]}{\partial \theta} - 12\alpha_r \omega r \frac{\partial h}{\partial \theta} \quad (7.6-1)$$

式中: h 为油膜厚度; μ 为油膜黏度; r 和 θ 为极坐标; ω 为镜板旋转角速度; p 为油膜压力; α_{pr} 为径向压力滑移因子; $\alpha_{p\theta}$ 为周向压力滑移因子; α_r 为周向剪切滑移因子。

边界条件: 沿瓦面周边压力为 0。

对于巴氏合金瓦,方程中滑移因子为 0; 对于弹性金属塑料瓦,滑移的影响尚待研究。

2.2.2 热能量方程

$$\begin{aligned} JC\rho \left[\left(\frac{r\omega h}{2} - \frac{h^3}{12\mu r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \frac{\partial T}{r \partial \theta} - \frac{h^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} \right] \\ - JK_h \left(\frac{\partial^2 T}{r^2 \partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) + JK_B (T - T_0) \\ = \frac{\mu}{h} (\omega r)^2 + \frac{h^3}{12\mu} \left[\left(\frac{\partial p}{r \partial \theta} \right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] \end{aligned} \quad (7.6-2)$$

式中: J 为热功当量常数; J_β 为热交换系数; ρ 为油密度; T 为油膜温度; C_p 为油比热; T_0 为瓦(镜板)温度; K 为导热系数。

边界条件: 入油边 $T = T_m$; 内、外径边为绝热边界; 出油边为自然边界。

2.2.3 油膜黏度

根据润滑剂在某温度下的已知黏度,由拉格朗日插值曲线公式可求得其各温度下的黏度分布

$$\mu = \sum_{i=1}^n \left[\prod_{j=1, j \neq i}^n \frac{T - T_j}{T_i - T_j} \mu_i \right] \quad (7.6-3)$$

2.2.4 油膜厚度

$$\begin{aligned} h_{ij} = h_0 + m_r \left[r \cos \left(\theta - \frac{1}{2} \theta_r \right) - R_0 \right] \\ - m_\theta \sin \left(\theta - \frac{1}{2} \theta_r \right) - D_{ij}^p + D_{ij}^e \end{aligned} \quad (7.6-4)$$

式中: h_{ij} 为油膜厚度; h_0 为瓦面中心点油膜厚度; m_θ 为瓦周向倾角; m_r 为瓦径向倾角; R_0 为瓦平均半径; D_{ij}^p 为瓦面的热弹位移; D_{ij}^e 为镜板工作面的热弹位移。

2.2.5 热传导方程

三维实体结构稳态条件下的微分形式的热传导方程为

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = -q^s \quad (7.6-5)$$

边界条件

$$T|_{S_1} = T_e; K_n \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_{S_2} = q^s$$

式中: T 为物体温度; K_x 、 K_y 和 K_z 分别为 x 、 y 和 z 方向的热传导率; T_e 为已知温度边界面积 S_1 的环境温度; q^s 为已知温度梯度的边界面积 S_2 的热流输入; K_n 为垂直于物体表面的热传导系数。

边界条件式中,包括了对流边界条件等。

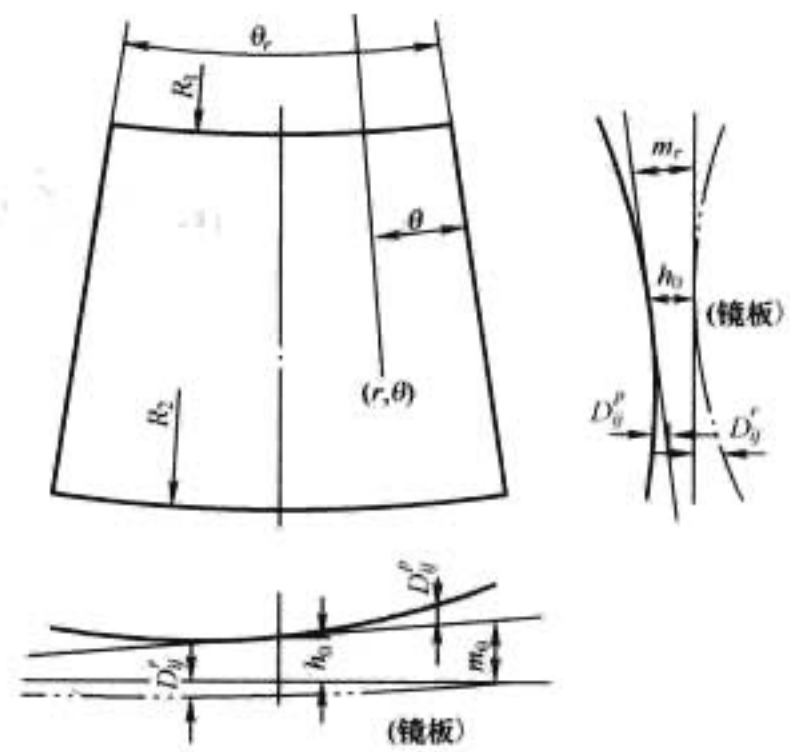


图 7.6-1 推力轴承的几何参数

2.2.6 热弹变形方程

三维实体结构的热弹变形分析以弹性力学方程的有限元解法为基础,按位移求解的分析过程最终归结为解平衡方程组

$$\begin{bmatrix} [K] & [0] \\ [0] & [K_t] \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \{u\} \\ \{T\} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \{F\} \\ \{Q_c\} \end{Bmatrix} \quad (7.6-6)$$

式中:

$$[K_t] = [K_{th}] + [K_{tc}]$$

$$\{F\} = \{F_{th}\} + \{F_{pr}\} + \{F_{sc}\}$$

$[K]$ 为结构刚度矩阵; $[K_{th}]$ 为热传导刚度矩阵; $[K_{tc}]$ 为对流面的热传导刚度矩阵; $\{F_{th}\}$ 为热应力矢量; $\{F_{pr}\}$ 为压力矢量; $\{F_{sc}\}$ 为重力矢量; $\{Q_c\}$ 为对流矢量; $\{u\}$ 为位移矢量; $\{T\}$ 为温度矢量。

2.2.7 其他性能参数的计算

1. 轴承承载能力

$$W = \sum_{i=1}^m Gp_i \quad (7.6-7)$$

式中:

$$Gp = \iint pr dr d\theta \quad (7.6-8)$$

m 为单元总数。

2. 油膜压力中心的位置

$$\left. \begin{aligned} r_p &= \frac{\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{W} \\ \theta_p &= \text{tg}^{-1} \left(\frac{M_x}{M_y} \right) \end{aligned} \right\} \quad (7.6-9)$$

式中:

$$M_x = \sum_{i=1}^m M_{xi} \quad (7.6-10)$$

$$M_y = \sum_{i=1}^m M_{yi}$$

$$\begin{aligned} M_x &= \iint pr \sin \theta r dr d\theta \\ M_y &= \iint pr \cos \theta r dr d\theta \end{aligned} \quad (7.6-11)$$

3. 轴承表面总阻力矩

$$M = \int_{R_1}^{R_2} \int_0^{\theta_1} \left[\pm \frac{h}{2} \frac{\partial p}{r \partial \theta} + \frac{\mu}{h} \omega r \right] r^2 dr d\theta \quad (7.6-12)$$

4. 瓦面油流量

$$\left. \begin{aligned} q_\theta &= -\frac{h^3}{12\mu} \frac{\partial p}{r \partial \theta} + \frac{\omega r}{2} h \\ q_r &= -\frac{h^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \end{aligned} \right\} \quad (7.6-13)$$

5. 摩擦损耗

$$F_N = \int_A \frac{\mu}{h} (\omega r)^2 + \frac{h^3}{12\mu} \left[\left(\frac{\partial p}{r \partial \theta} \right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] d\Omega$$

(7.6-14)

式中：A 为积分域。

2.2.8 推力轴承热弹流计算程序的设计

推力轴承热弹流计算程序一般可分两部分，第一部分为推力轴承瓦面油膜计算程序，第二部分为推力轴承和镜板推力头的热传导和热弹变形计算程序（ANSYS 等）。两部分采用外部迭代形式求解。程序流程如图 7.6-2 所示。

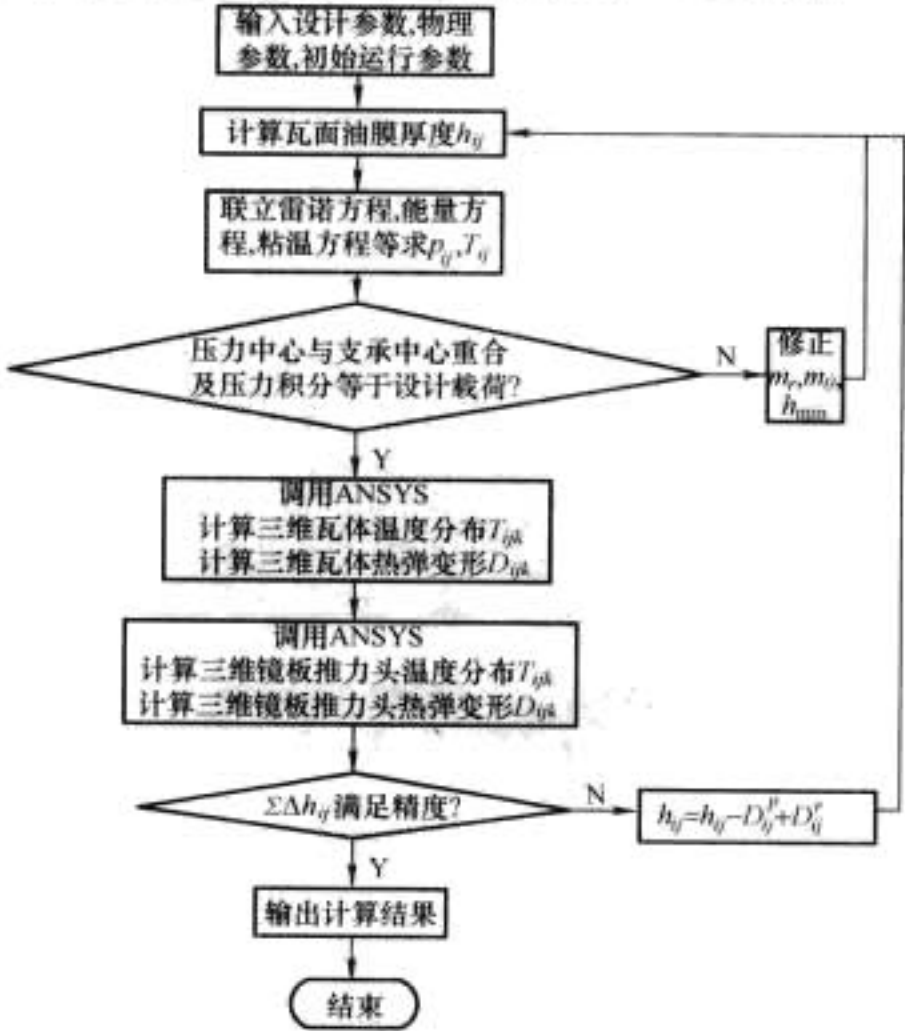


图 7.6-2 推力轴承热弹流计算程序流程

影响热弹流计算结果准确性的关键因素是边界条件和推力轴承及镜板推力头的热、弹变形计算的准确性。采用通用结构分析有限元程序，所得计算结果的准确性较高且不受轴承结构限制。推力瓦一般为扇形，单层或双层，瓦变形的计算有一定的通用性，而镜板推力头的结构差异较大，各个电站机组的镜板推力头的结构很少有相同的，镜板推力头的计算模型自然不同，这也是采用通用结构分析有限元软件进行推力轴承和镜板推力头的热传导和热弹变形计算的必要性。

瓦面及镜板面变形对瓦面油膜有很大的影响。要使油膜形状更符合流体动力润滑要求，就得有适宜的变形。镜板在力载荷作用下，周向变形的高点处在瓦上，低点在瓦间，径向变形在外径侧上翘；镜板在温度载荷作用下，周向由于恒温而不产生变形，径向变形为下凸，镜板面的综合变形为径向向下凸，外径侧上翘，沿周向为波浪形，如图 7.6-3 所示。

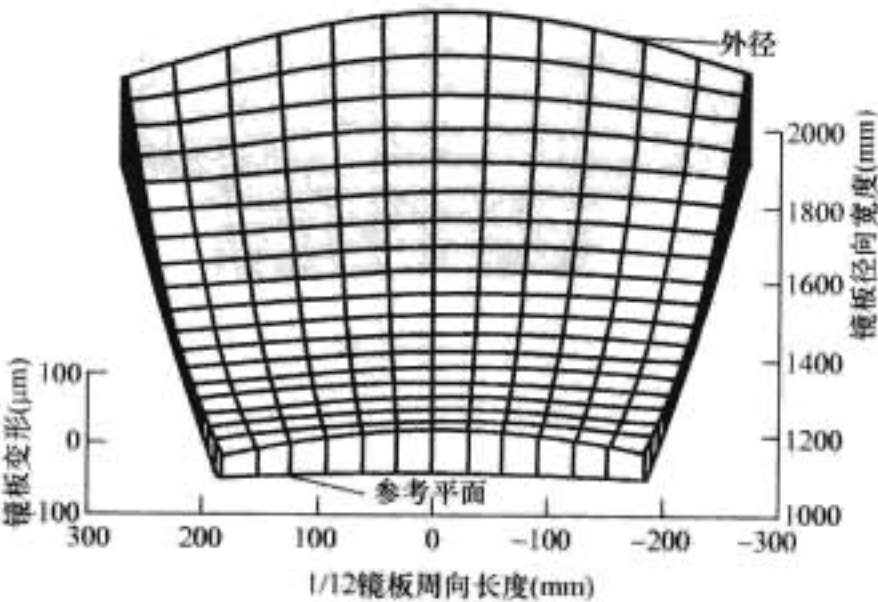


图 7.6-3 镜板热弹变形示意

巴氏合金瓦推力轴承，由于热和弹性变形而产生适当的凸变形，如图 7.6-4 所示。塑料瓦的凹变形较大，这是由于其复合层的压缩模量较小所致，如图 7.6-5 所示，这就要求在瓦的进、出油边均有楔形坡口以形成整体凸形，楔形坡口有利于启动时进油和调整瓦面形状（如图 7.6-13 所示）。

镜板面的径向倾斜几乎可以和瓦面的径向倾斜相适应，这是因为油膜上产生的压力与推力瓦支撑产生的力矩为了达到平衡，推力瓦自动倾斜所造成的。此外，塑料层的绝热性大大降低了瓦体的温度，较好地抑制了瓦的热变形。塑料层的弹性还可以部分地补偿轴瓦和镜板的热弹变形，进而，改善了油膜厚度分布。这是塑料瓦推力轴承承载能力大的主要方面之一。

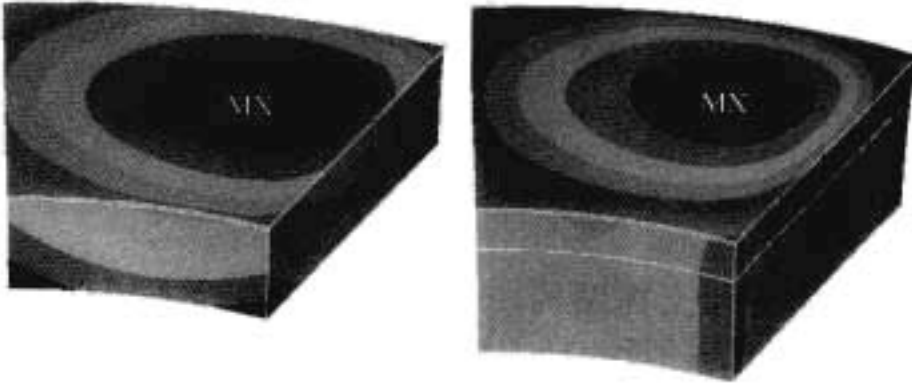


图 7.6-4 巴氏合金瓦变形示意

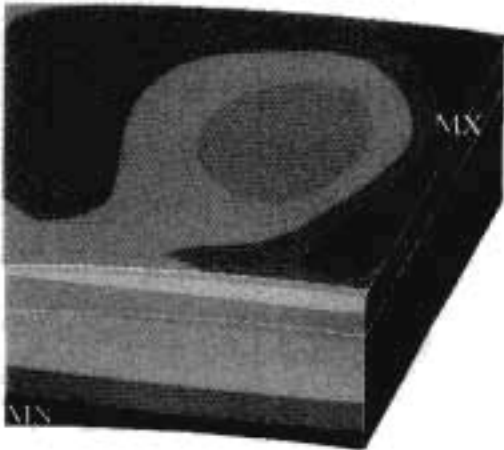


图 7.6-5 塑料瓦变形示意

3 推力轴承支撑结构

支撑结构是推力轴承的重要组成部分，它在瓦间负荷分配上有很大的影响。表 7.6-1 列出了双向推力轴承采用的结构。一般要求各瓦负荷分布偏差在±5%之内。中小型单向推力轴承的支撑结构一般都适用于双向推力轴承。

轴承生产厂家具有各自传统的支撑结构，各有优点。较小的蓄能机组，推力负荷较小，采用支柱螺丝的球面点支撑能够保证推力轴承性能，大型蓄能机组，推力负荷较大，瓦的变形亦较大，从控制瓦变形考虑，宜采用面支撑。

表 7.6-1 支 撑 结 构

电 站	支撑形式
十三陵	支柱螺杆+四点支撑的托盘
天荒坪	小弹簧
广 州	单波纹弹性油箱
回 龙	弹性梁
白 山	弹性梁
惠 州	支柱螺杆+托盘
白莲河	支柱螺杆+托盘
宝 泉	支柱螺杆+托盘
蒲石河	支柱螺杆+托盘
黑麋峰	支柱螺杆+托盘
双向试验轴承	双弹性盘

3.1 支柱螺栓支撑结构

这种结构加工、安装容易，推力瓦直接安装在支柱螺栓的球头上（如图 7.6-6 所示）。多用在小容量的水电机组上，瓦间受力可调整到不超过 $\pm 10\%$ 。

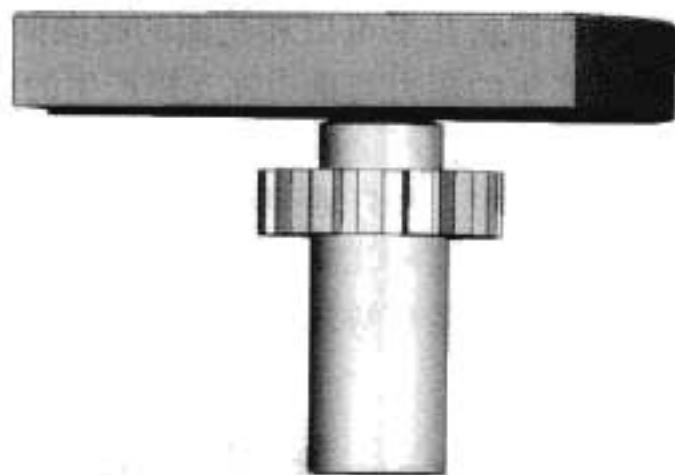


图 7.6-6 支柱螺栓支撑结构

3.2 支柱托盘

支柱加托盘支撑结构，一种是支柱螺栓加托盘支撑结构，与单向推力轴承此种支撑结构相同，如图 7.6-7 (a) 所示。还有一种是 Alstom 公司的长支柱螺杆加托盘支撑结构，如图 7.6-7 (b) 所示，支柱可在外部调整，支柱螺杆使每块瓦上的负荷可调节（支柱螺杆孔内装有负荷传感器），也就增加了轴承座上支撑结构的相对弹性。这样可调的结果补偿了不同轴向载荷下负荷分布的差异。瓦的承载均匀度 $\leq 5\%$ ，支柱螺杆的长度保证支柱和瓦之间的接触区有相同的压力分布，这种支撑结构保证了瓦的倾斜支点的最佳位置。

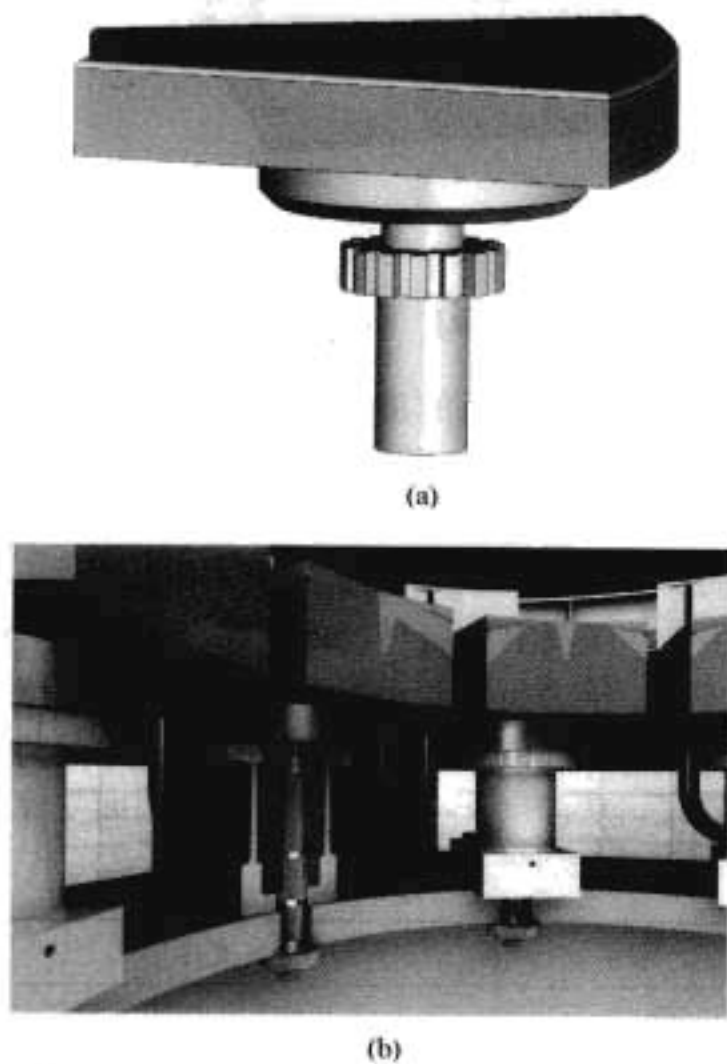


图 7.6-7 支柱托盘支撑推力轴承
(a) 支柱螺栓托盘支撑；(b) 支柱螺杆托盘支撑

托盘固定在瓦上以增加接触面及载荷分布，这可避免托瓦支撑部位压力过大，并可减小变形。瓦和托盘支撑在支柱上，它们由固定在推力支架上的支柱座支撑。调整支柱可使瓦间受力均衡。支柱受力不同，其压缩量不一样。安装时，用电子位移传感器测量支柱的压缩量。各瓦的高程可精确调整。轴瓦可在支柱上摆动和倾斜，以便在瓦面建立动压润滑油楔（可倾瓦轴承）。

支柱加四点支撑的托盘支撑结构与普通的支柱加托盘结

构类似，但由于瓦是非均厚的，这种轴承结构一般能将瓦变形控制在一定范围内，保证轴承性能。这种轴承的设计要求较高，是美国 Kingsbury 公司的轴承结构。

3.3 小弹簧

推力瓦下面密布小螺旋弹簧（如图 7.6-8 所示）。小弹簧可有效控制瓦的变形，又可均布各瓦的负载。每个小弹簧承受 1.2t 左右的压力负载。小弹簧装配时具有一定的预紧力，因而能避免在机组甩负荷时推力负荷突然变化导致发电机转子向上反弹而产生的轴向振动或故障。

小弹簧支撑的推力瓦，压力变形使瓦略呈中间下陷，温度变形使瓦略呈中间鼓起，两种变形的作用方向相反，因而使瓦面近趋平面。瓦的单位压力一般在 4.5MPa 以下。这种支撑结构的推力轴承安装方便。应用于双向推力轴承，小弹簧周向对称布置。

小弹簧簇支撑方式是加拿大 GE 公司、瑞典 ASEA 公司和日本东芝公司的传统结构，加拿大 GE 公司设计制造的天荒坪电站双向推力轴承就采用这种支撑结构。



图 7.6-8 小弹簧支撑

3.4 弹性盘

德国西门子公司的推力轴承采用此结构，弹性盘支撑结构支撑部分主要是由上下弹性盘组成，其接触部分为球面与平面接触，调整灵活（如图 7.6-9 所示）。这种支撑结构能降低瓦间不均匀度，制造安装技术成熟，可用于大、中型双向推力轴承。

弹性盘的凸面相对，成对使用，其接触部分为球面与平面。与推力瓦接触的面是环形面。弹性盘也可以单个使用。弹性盘的球面在理论上是点接触，以利于推力瓦倾斜形成楔形油膜。弹性盘支撑结构要求弹性盘及推力瓦等部件加工精确较高，安装时调整推力瓦受力不方便。

西门子公司弹性盘的材料采用 50CrV4H，强度极限高达 $(1.29 \times 10^9 \sim 1.70 \times 10^9)$ Pa。弹性盘支撑结构在德国西门子公司及日本日立公司的中型及部分大型水轮机推力轴承中应用较多。

1000t 级双向试验推力轴承也采用这种结构。

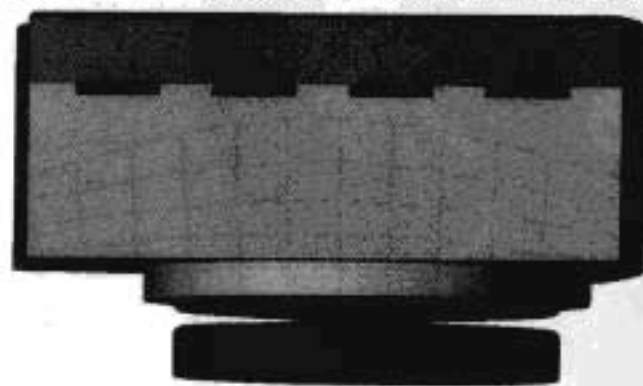


图 7.6-9 弹性盘支撑

3.5 弹性油箱

这种支撑结构是国产大型水轮发电机组普遍采用的推力轴承支撑结构（见图 7.6-10），它能降低瓦间不均匀度，制造安装技术成熟，但成本较高，适用于大型双向推力轴承。

弹性油箱采用调质合金钢(20CrMo)锻件,内外圆车制宫灯形,每块推力瓦由一个弹性油箱支撑,弹性油箱通过连接管互相联通,内部充油后封闭。弹性油箱支撑的推力瓦负荷分布比较均匀,小于3%。弹性油箱的承载能力大。

双向推力轴承一般采用单波纹的弹性油箱,又称鼓形油箱或宫灯形油箱,油箱之间通过底盘的沟槽相互联通,以均布各弹性油箱的负载。广州蓄能机组推力轴承就采用这种支

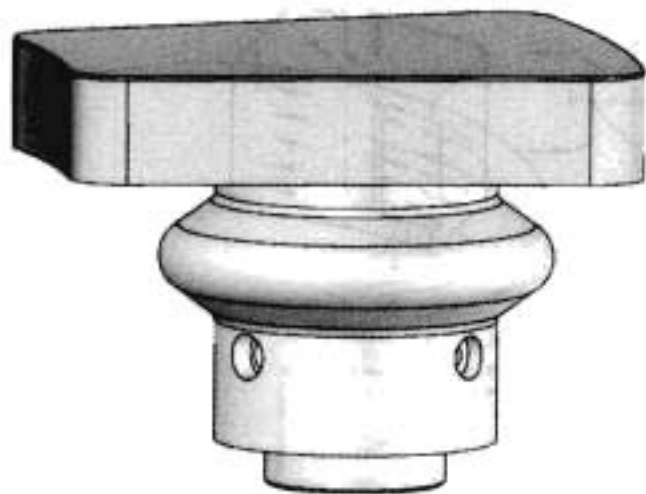


图 7.6-10 单波纹弹性油箱支撑结构。

3.6 弹性梁双托盘

双托盘弹性梁支撑结构(如图 7.6-11 所示),日本日立公司常用。

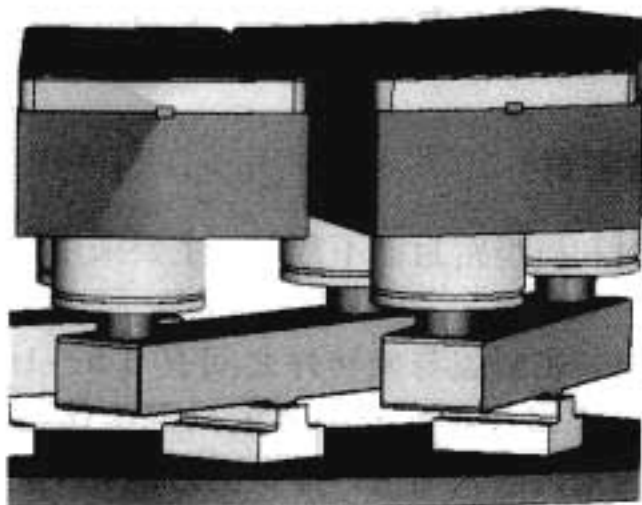


图 7.6-11 弹性梁双托盘支撑推力轴承

斜支弹性梁支撑结构的两个托盘分别在相邻的两块瓦上,因而不仅能减少推力瓦的变形,而且能均布各块瓦的负载。弹性梁材料为镍铬钼锻钢,双托盘弹性梁用于承载大、推力瓦长宽比小的推力轴承,能有效地减少推力瓦的压力变形。适用于大型双向推力轴承。白山电站双向推力轴承用的是这种支撑结构。

4 推力轴承主要零部件

瓦和镜板是轴承直接起作用部分,它受载荷和轴向温度梯度的影响而产生变形。轴承的设计必须要控制瓦变形和建立合适的油膜厚度。确定合适的动压油膜特征系数是油膜的最大压力和平均压力之比。

4.1 巴氏合金瓦

巴氏合金瓦采用单层瓦或双层瓦结构,摩擦面上浇铸一层巴氏轴承合金,厚度 4~6mm。推力瓦可互换。推力瓦的设计计算能保证最佳的油膜压力分布,以获得最佳的油膜厚度分布。

巴氏合金瓦的进出油边形状相同,均为较大的倒角,以利于轴承启动时润滑油进入瓦面。

4.2 弹性金属塑料瓦

弹性金属塑料瓦推力轴承采用单层瓦或双层瓦结构,弹

性金属塑料瓦的复合层是由一层聚四氟乙烯和一层青铜丝经压力成型而成,复合层钎焊到钢瓦基上,瓦面复合层的厚度一般 8~9mm。

塑料瓦复合层中的聚四氟乙烯为热塑性材料,在外力作用下,会产生一定的永久变形,这和受到的外力大小有关,还和外力的作用时间长短有关。

塑料瓦复合层特性如图 7.6-12 所示。应力—应变关系为非线性,且随着温度的不同有较大差异。且应力—应变关系随复合层厚度及成型工艺不同而存在差异。在低负荷条件下,其应力—应变关系基本为线性,但随着负荷增加,其线性发生变化,整体为非线性关系。目前普遍使用的灰色和白色瓦面材料,其性能差异也较大。在进行推力轴承热弹流计算时,要考虑这一特性。

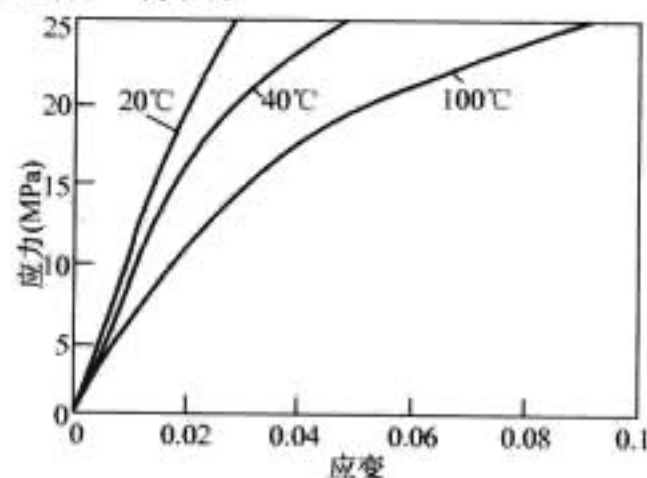


图 7.6-12 塑料瓦复合层特性

在双向推力轴承上应用弹性金属塑料瓦,并不普遍。双向运行的弹性金属塑料瓦的瓦面形线设计与单向运行的不同。塑料瓦面形线设计,瓦面进、出油边楔形坡口的宽度如图 7.6-13 所示,进、出油边的楔形坡口的最大厚度一致,为 $\delta_1=0.10\sim0.15\text{mm}$ 。

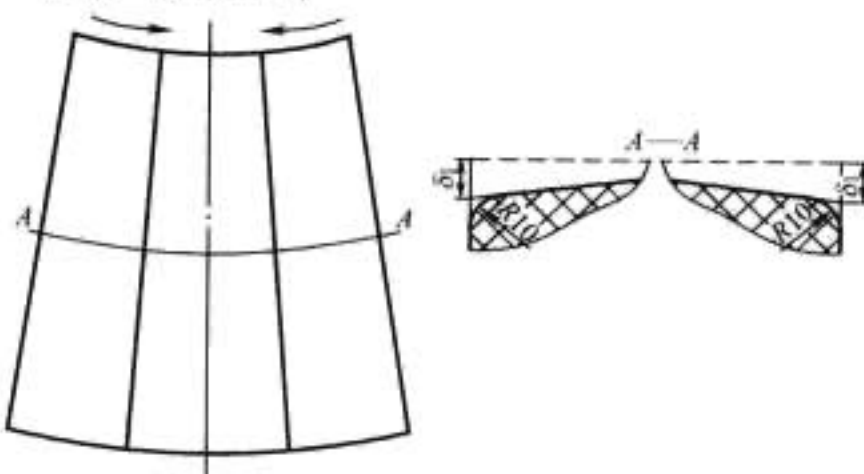


图 7.6-13 瓦面形线设计

4.3 镜板推力头

镜板推力头将机组转动部件的重量传递给推力轴承与推力支架。推力轴承具有足够的能力承担发电电动机和水泵水轮机转动部分的重量及水推力(最大可能负荷)。转子由推力头镜板支撑。推力头和镜板可以采用分体结构,也可以采用一体结构。如采用一体结构,推力头、镜板与发电机下端轴锻为一体(如图 7.6-14 所示),并经锻压加工而成。

加工后镜板的镜面应无任何缺陷,加工技术要求应符合下面规定:

镜板硬度 $\geq 200\text{HB}$;

镜板硬度差值 $\leq 30\text{HB}$;

两平面平行度 $\leq 0.02\text{mm}$;

镜面平面度 $\leq 0.02\text{mm}$;

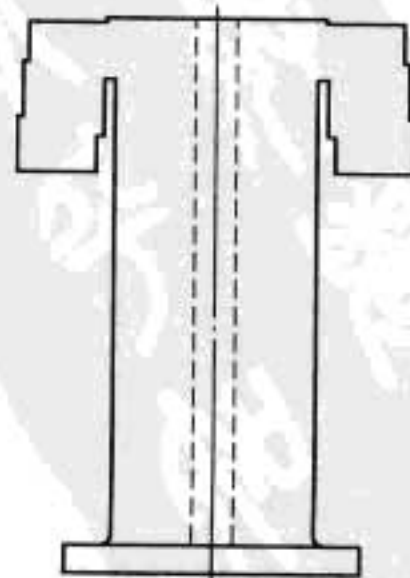


图 7.6-14 整体式轴—推力头镜板

镜面粗糙度 $\leq 0.2\mu\text{m}$;
内、外圆粗糙度 $\leq 3.2\mu\text{m}$;
镜板与推力头结合面粗糙度 $\leq 1.6\mu\text{m}$ 。

5 推力轴承的润滑冷却

高速发电电动机推力轴承宜采用 L-TSA32 润滑油, 中速发电电动机推力轴承宜采用 L-TSA46 润滑油。

抽水蓄能机组转速较高, 其双向推力轴承的润滑冷却一般采用外循环。

外循环冷却是指冷却器与推力轴承分别安装在油槽的外部 and 内部, 外循环又依循环动力的方式分为自身泵和外加泵两种形式, 自身泵又分为镜板泵和导瓦泵两种。

5.1 外加泵外循环

油冷却器装设在油槽外, 用油管 and 回油管、油泵等装置与油槽连接成循环回路系统。系统中有一组备用的交流电源油泵, 和一组备用的直流电源油泵及其自动切换装置。

冷油流回油槽的方式: 从油槽底或侧面流入; 用喷油管将冷油直接喷射到瓦的进油边; 回油管的出口在瓦附近等。使冷热油混合。

外加泵外循环冷却机组有宝泉, 惠州等。

5.2 自身泵 (镜板泵, 导瓦泵) 外循环

镜板泵外循环适宜在高转速机组上使用, 一是推力轴承 PV 值高, 二是轴承的尺寸较小。镜板泵是利用轴承旋转部件加工数个径向泵孔形成。当机组运行时, 可形成稳定的压头。在旋转体的外侧, 有集油槽, 将泵打出的油汇集入系统油管并进入油冷却器, 经冷却后沿环管、喷油管再喷到瓦的进油边附近 (如图 7.6-15 所示)。为防止热油携带到第二块瓦, 一般在两块瓦之间安装有刮油装置。结构复杂, 设备投资大, 管路部件多, 管理维护不便。但其优点是拆卸推力瓦不需拆卸冷却器, 油冷却器、推力轴承检修相对便利。单个冷却器可拆卸维修, 不影响其他冷却器的使用。典型的镜板泵外循环冷却机组是鲁布革、天生桥二级等。

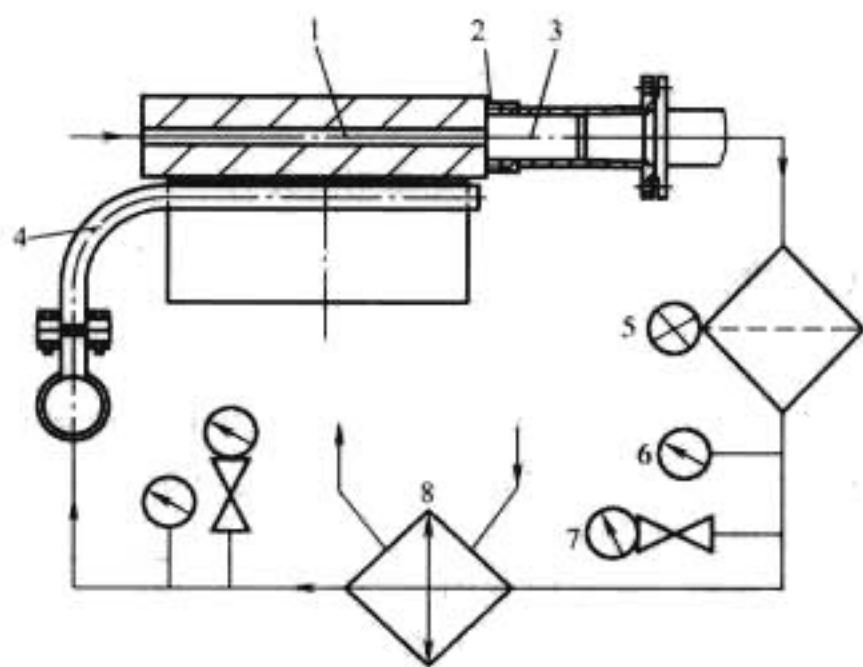


图 7.6-15 镜板泵外循环润滑冷却系统

1—镜板泵孔; 2—密封; 3—集油槽; 4—喷油管;
5—过滤器; 6—温度传感器; 7—压力传感器及压力表; 8—冷却器

导瓦泵式外循环适宜在较高转速机组上使用, 一是推力轴承 PV 值较高, 二是轴承的尺寸较小。自泵瓦是利用导轴承的泵孔和轴径的旋转形成 (如图 7.6-16 所示)。当机组运行时, 可形成稳定的压头。在导轴承的底部, 附加有出油管, 将泵打出的油汇集入系统油管并进入油冷却器, 经冷却

后沿环管、回油管再回到瓦的内径边附近。为防止冷热油混合, 一般有冷热油分隔装置。结构复杂, 设备投资比内循环的大, 管路部件多, 管理维护不便。但其优点是拆卸推力瓦不需拆卸冷却器, 油冷却器、推力轴承检修相对便利。单个冷却器可拆卸维修, 不影响其他冷却器的使用。

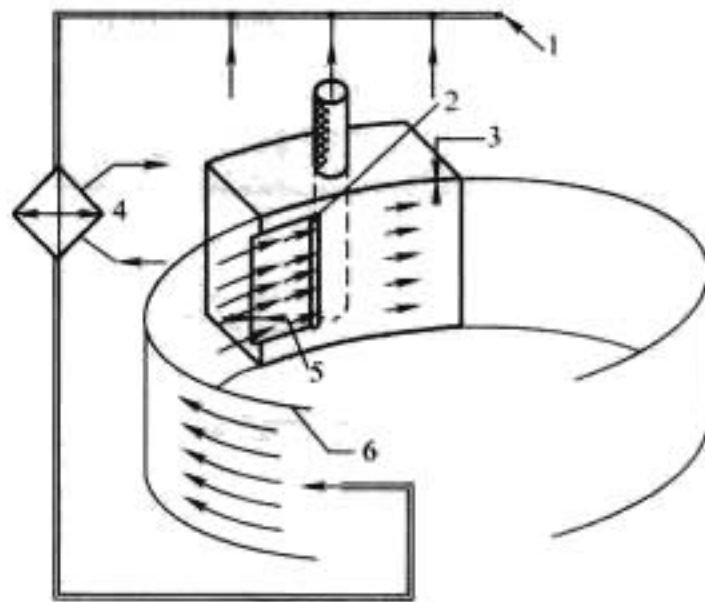


图 7.6-16 导瓦泵式外循环润滑冷却系统

1—环管; 2—泵槽; 3—油膜间隙; 4—冷却器;
5—泵槽间隙; 6—泵槽间隙

6 推力轴承的油密封

水轮发电机轴承均采用油 (一般为透平油) 润滑, 为保证油 (油气) 不泄漏, 常规设计时, 采用密封盖和挡油管进行油密封。

6.1 密封盖密封

迷宫密封和梳齿密封已不常用, 主要采用气封迷宫密封和接触密封。

迷宫密封, 密封盖与旋转件之间有 $0.5\sim 1\text{mm}$ 的间隙, 在密封部位形成多次扩大与缩小的局部流体阻力, 减小泄漏。或在密封槽内嵌入毛毡, 提高密封效果。此种密封在运行一段时间后, 会在密封部位形成固定间隙, 密封效果差。

梳齿密封, 其结构为迷宫梳齿式密封, 梳齿材料为铜齿或铝齿, 考虑到电机运行过程中轴的径向跳动, 并防止梳齿磨损轴径, 梳齿与轴径间有 $0.15\sim 0.30\text{mm}$ 间隙, 所以电机运行过程中润滑油 (油气) 从此间隙向密封盖外泄漏。此种密封增加了局部流体阻力, 另外, 梳齿内缘与机内空气相通, 外缘与油槽相通, 使梳齿内的油雾压向外缘, 流回油槽。还可在梳齿中部引入压力空气, 加强密封效果。此种密封结构复杂, 安装要求高。

6.1.1 气封迷宫密封

通入压力空气的办法, 在槽内形成一定的静压, 从而防止泄漏, 如图 7.6-17 所示。气密封虽能解决油的密封问题, 但气密封增加附属设备, 结构复杂, 成本高。

6.1.2 接触密封

水轮发电机组中推力轴承和导轴承润滑油的接触密封 (如图 7.6-18 所示) 由密封环, 弹簧, 密封盖, 定位螺钉和胶管等组成。其结构特征为: 耐磨性和自润滑性更好 (聚酰亚胺, 聚四氟乙烯等) 的复合材料密封环为若干等份结构, 每一等分称之密封条, 密封环接头处采用搭接结构及胶管连接。密封盖采用铸铝合金材料等, 为分瓣 (2、4、6 瓣等) 结构, 在密封盖内径侧有 2 层密封槽, 分别安装若干组定位螺钉, 用于密封环 (密封环上定位孔的深度为密封环厚度的一半) 的周向定位。在槽底部安装特殊设计的板弹簧, 每 2 个弹簧对应一密封条, 密封环与密封槽为间隙配合, 密封环内径与滑转子 (轴) 的外径为圆柱面

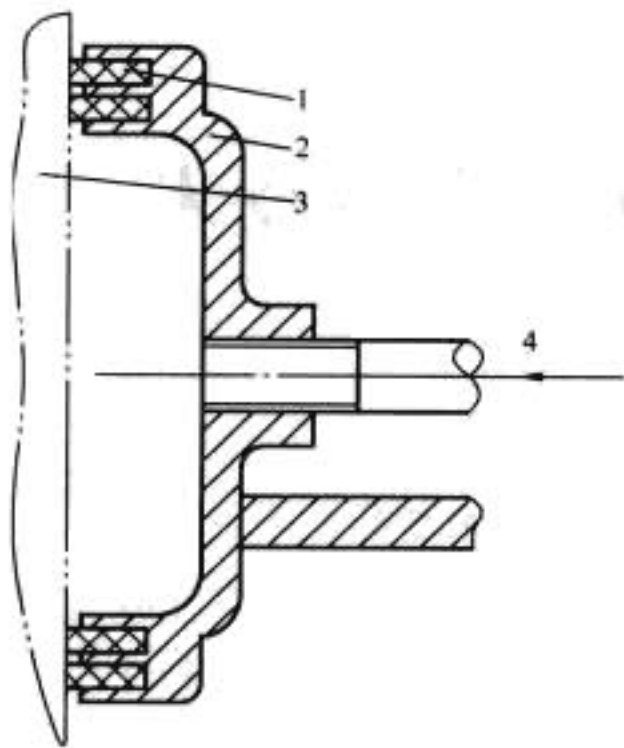


图 7.6-17 气体密封

1—羊毛毡；2—密封盖；3—旋转件；4—进气

接触。密封环在弹簧的作用下与滑转子（轴）动接触，实现动接触油密封。

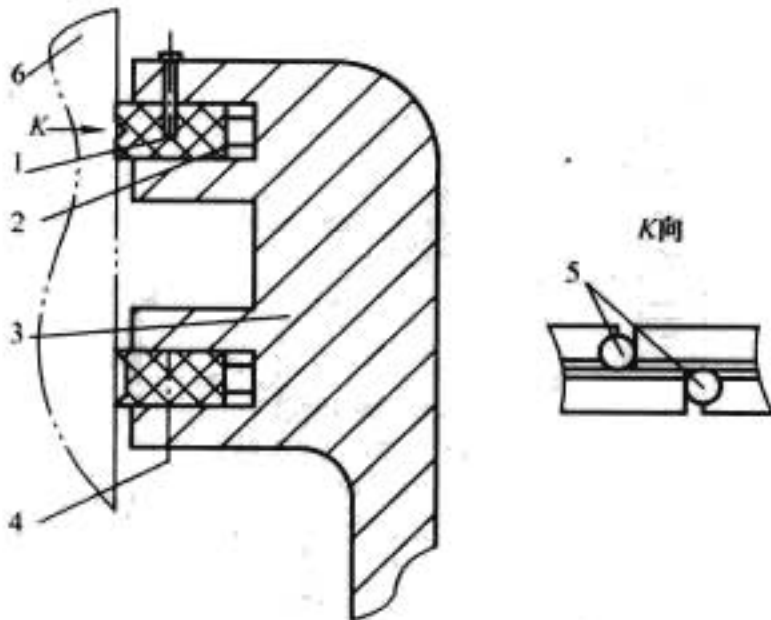


图 7.6-18 接触式密封

1—密封环；2—弹簧；3—密封盖；4—定位螺钉；
5—胶管；6—滑转子（轴）

油密封系统采用两层密封环实现 4 道密封。密封环内径和滑转子（轴）外径直接接触，在密封环和滑转子（轴）之间不存在恒定间隙，因此油（油雾）无法通过。密封环接头处的连接解决了接头处的泄漏问题。密封环若干等份，每一

等份在弹簧的作用下均能前进或后退，灵敏度高，能随滑转子（轴）偏摆，保证了密封环和滑转子（轴）之间的动接触密封。每一等份密封环之间的间隙大小和密封环的磨损量有直接的关系，密封环因磨损而在弹簧的作用下前进，每一等份密封环之间的间隙逐渐变小，胶管压缩，当密封环产生初期磨损后，密封环与滑转子（轴）的接触达到理想状态，每一等份密封环相对接触，实现了对密封环的限位功能，它能使密封环和滑转子（轴）零对零地接触而稳定运行。油密封系统安装、维护方便。

6.2 挡油管密封

挡油管密封有单层挡油管密封，双层挡油管密封，多层挡油管（迷宫）密封。现在普遍采用图示的单层挡油管带有径向密封的结构（如图 7.6-19 所示）。

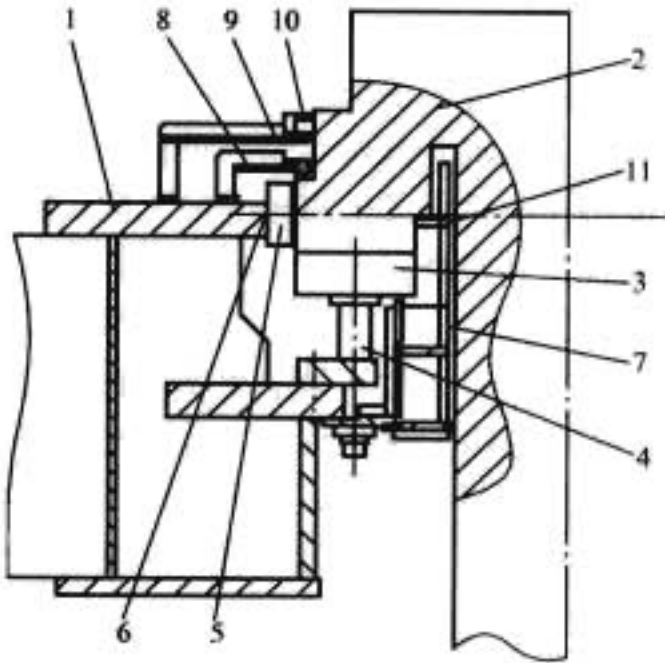


图 7.6-19

1—轴承支架；2—大轴推力头；3—推力轴瓦；4—支柱螺钉
托盘；5—导瓦；6—垫块；7—挡油管；8—轴承内密封；
9—轴承外盖板；10—轴承密封；11—径向密封

7 高压油顶起系统

双向推力轴承的高压油顶起系统与单向推力轴承的高压油顶起系统基本相同。

详见第 10 卷电机工程第 2 篇同步电机第 4 章水轮发电机推力轴承。



第7章 发电电动机的通风冷却技术

1 前言

抽水蓄能电站主要承担电网的调峰、填谷任务，对平衡电力、提高电网的稳定性起着重要的作用。西欧及日本等发达国家依靠先进的科学技术和现代化的管理水平，抽水蓄能机组的设计制造能力得到快速发展，抽水蓄能机组已在电力系统中占有相当份额。虽然我国资源丰富，但随着电网容量的急剧增加，使调频及峰谷差矛盾日益突出，如何合理地利用电力资源成了越来越需要解决的问题，抽水蓄能机组的需求将越来越广泛。抽水蓄能机组是一种特殊的发电机组，较常规水轮发电机在通风系统上有较大的不同。特别是抽水蓄能机组一般来说，转速高，温升也比较高，通风冷却问题一直是其设计的关键问题之一。通风冷却系统计算的目的，就是以初步设计为基础，通过计算求出发电机的总风量及风量沿轴向的分配，并依据风速的大小，准确地选择散热系数等数据，确保进行温度场计算时的边界条件更加合理、准确，求出发电电动机各部分的温度分布情况，确保发电电动机安全可靠运行。

2 发电电动机的通风系统结构

2.1 双路径向无风扇通风方式

对于容量较大的中低速电机，由于发电电动机直径相对较大，转子旋转产生的压头能够满足驱送风量要求，无需安装风扇，冷却气体由转子支架、磁轭风沟、磁极极间压入气隙后进入定子铁心风沟，冷却气体携带发电电动机损耗热与冷却器进行热交换后重新回到转子支架。如果发电电动机能够采用这种结构不仅简化发电电动机结构，而且运行更加安全可靠。图 7.7-1 为采用这种结构的 200MW 抽水蓄能机

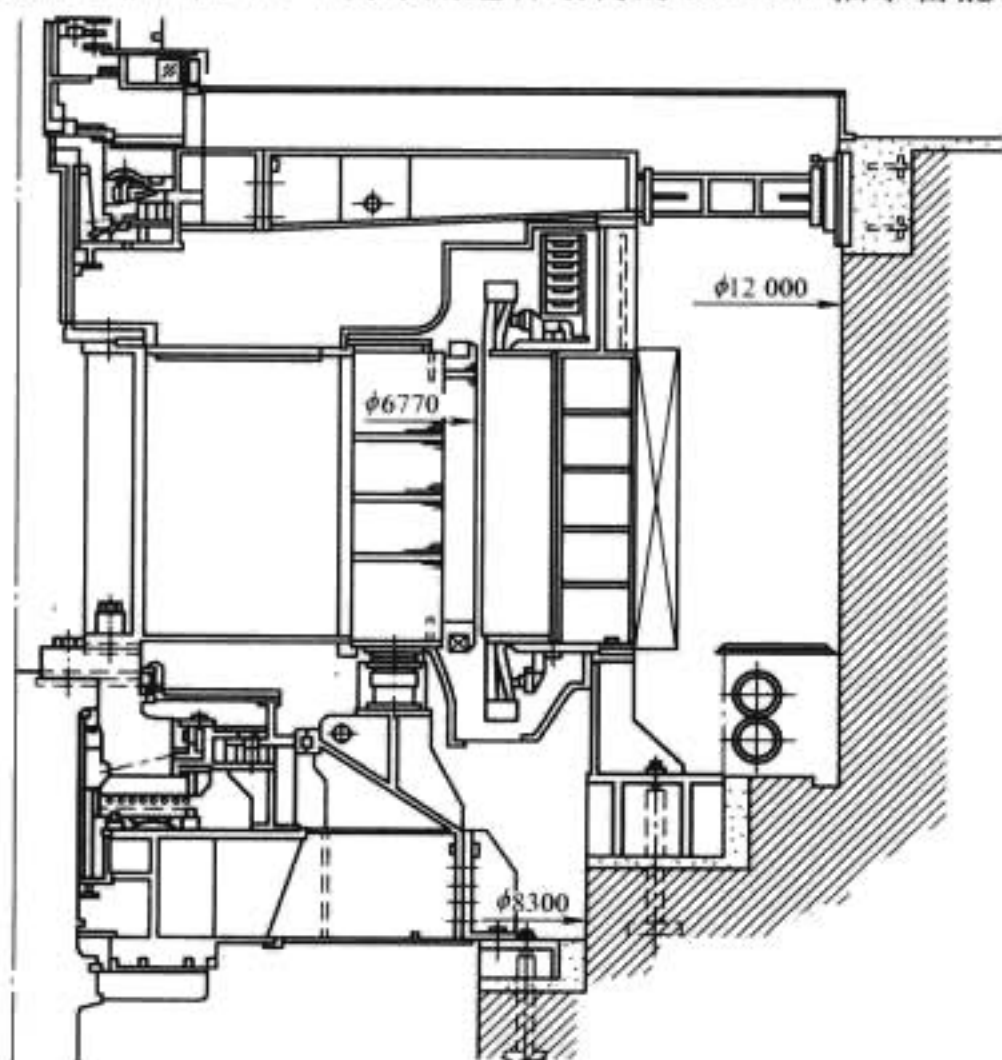


图 7.7-1 双路径向无风扇通风系统简图

组发电电动机通风系统简图。

2.2 带风扇径向通风方式

一些中低速电机，在转子旋转产生的压头驱送风量的同时还安装了离心式风扇，冷却气体一部分由转子支架、磁轭风沟、磁极间压入气隙后进入定子铁心风沟；另一部分由离心式风扇进入定子线圈端部，经机座环板通风孔，进入定子铁心背部，经冷却器冷却后重新回到发电电动机内。图 7.7-2 为采用这种通风方式的 71.6MW 机通风系统简图。

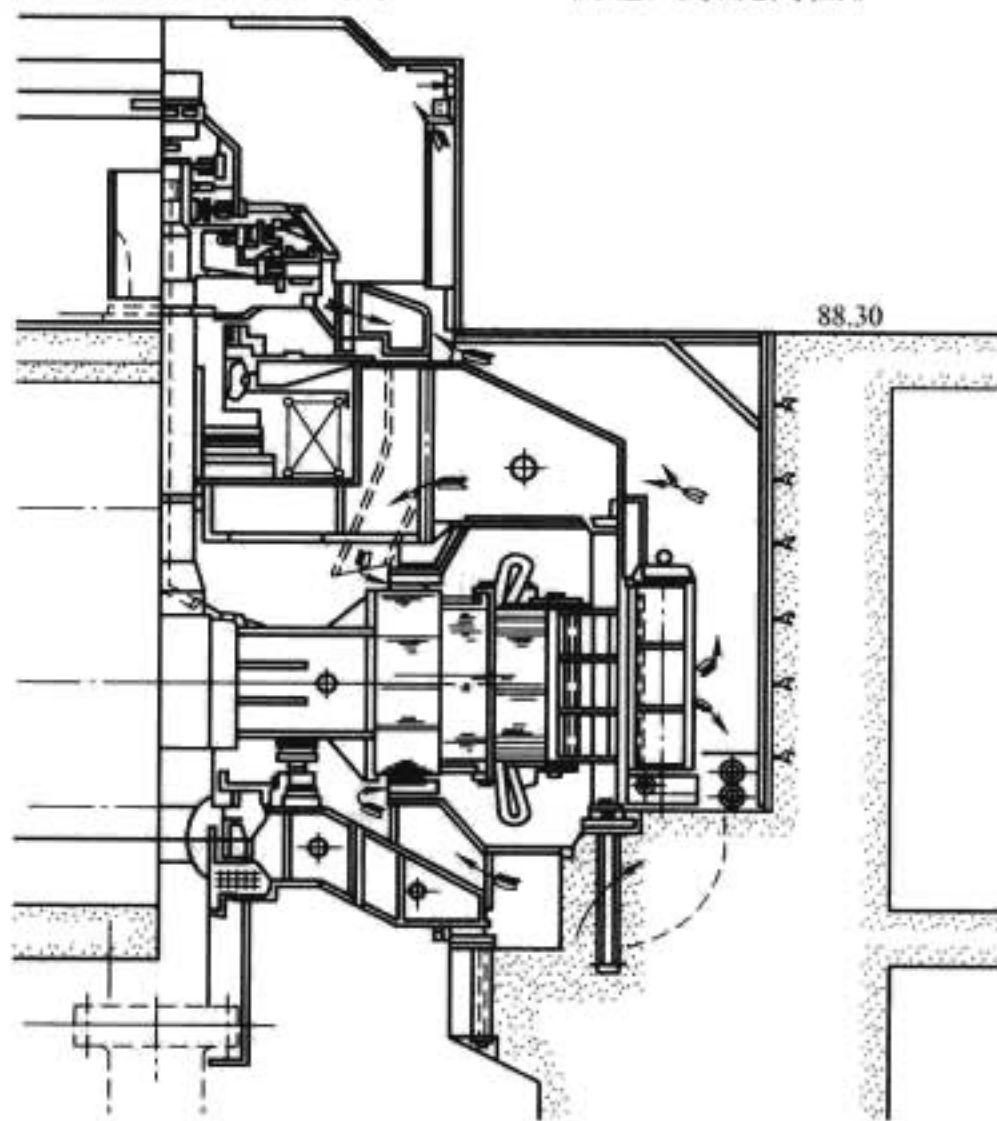


图 7.7-2 双路径向有风扇的通风系统简图

2.3 强迫通风方式

对于高速大容量电机，由于转速及容量增加，使电机的损耗大大增加，而电机结构紧凑，通风空间有限，因此除采用磁轭径向通风沟外，还常在定转子上方盖板处及机座支撑件等处加装若干个鼓风机，在上下风路上进行强迫通风，提高冷却效果。图 7.7-3 为采用强迫通风方式的通风系统简图。

3 发电电动机的通风冷却特点

3.1 发电电动机总风量设计依据

发电电动机由于其双向运行，有发电及电动两种运行工况。在通风系统设计中必须使两种工况都能长期安全可靠运行。因此在选取需通风系统带走的损耗参数时，应选择比较大的一个。

3.2 发电电动机风扇系统设计

发电电动机由于其双向运转，因此在风扇的设计时多采用径向叶片。采用径向叶片使机组的两种运行工况所得的通

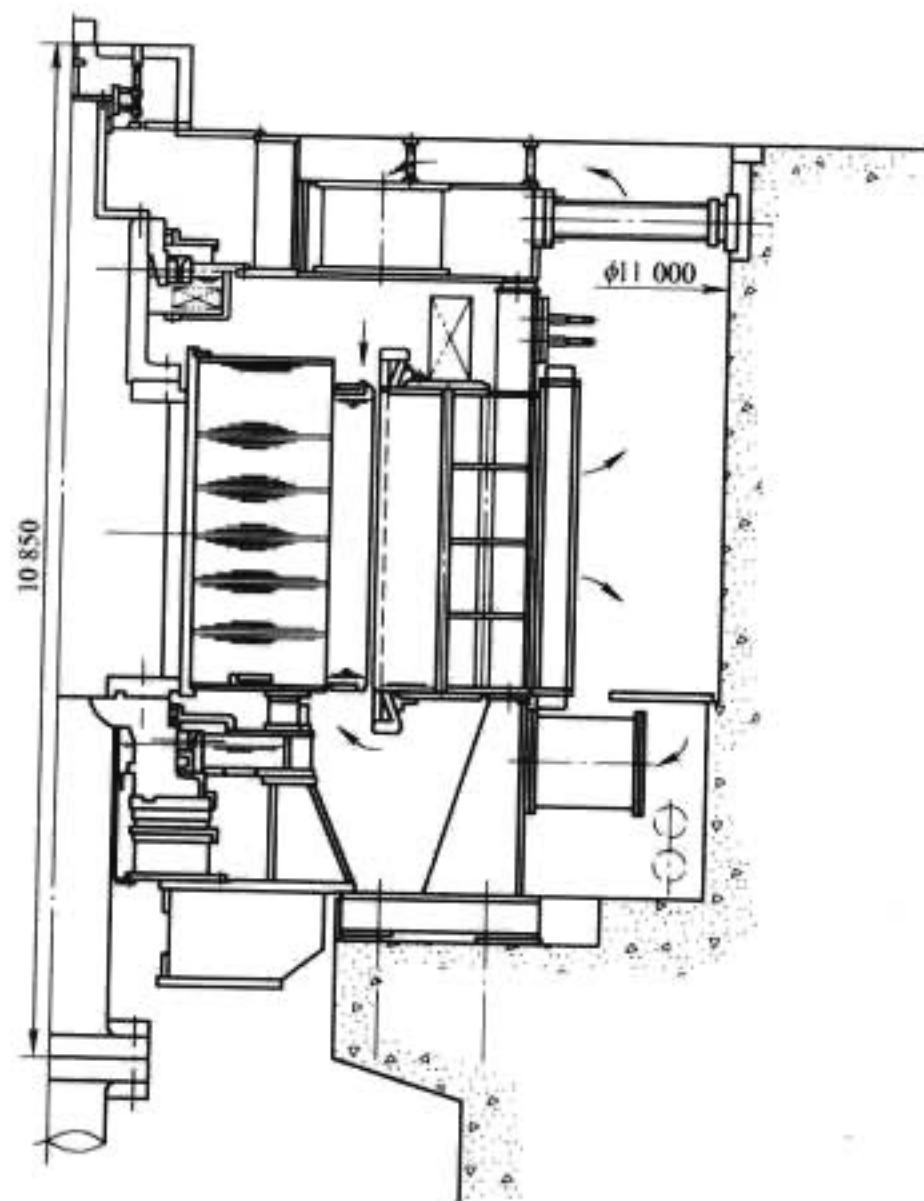


图 7.7-3 采用强迫通风方式的 310MW 机通风系统简图
风量相等，使两种工况都能得到有效的冷却。

3.3 发电电动机采用转子斜支臂对通风系统的影响

由于机械设计原因，发电/电动机的转子支架也经常采用斜支臂结构，这样相当于在两种运行方式中，转子支架斜支臂的等效风扇作用有了前倾和后倾两种方式。事实上由于转子支臂数量比较少，其风扇作用的等效系数比较小，因此尽管有前倾与后倾两种方式，其结果影响相对较小，在 2%~4% 之间，可以忽略其影响。这已被发电机通风模型的实验结果所验证。

4 发电电动机定子直冷技术

随着发电电动机单机容量的不断增加，其每极容量及槽电流值将超过全空冷电机的允许范围，发电电动机势必将采用定子直冷方式。

4.1 定子绕组直接冷却

4.1.1 定子绕组水系统组成

水内冷抽水蓄能机组均采用闭式冷却循环系统，与普通水轮发电机所采用的相同。图 7.7-4 为三峡左岸 ALSTOM 公司水内冷水轮发电机采用的循环水系统。它主要由循环水泵、冷却器、机械过滤器、离子交换器、水箱、温度计、流量计、压力计、电导率计等组成。此外，还装设有各种保护装置，以便发生事故时照常供水。在定、转子水路的出口处通常装有流量继电器和温度继电器。当水量减小或水温过高时，保护装置发出警报并自动启动备用水泵。为了安全、可靠和维护检修方便，一般可备一套冷却器、机械过滤器及水泵等。

水内冷发电机在运行过程中水中含铁和铜量逐渐增加。水中含铁主要是管道及水路零件防腐不良引起的；因此，密闭循环的水必须定期处理，使水质纯净、无固体杂质，对水质的要求可参见本章 4.1.3。转子进、出水装置密封不严会引起漏水，所以必须定期给系统补充处理水（即经过离子交换处理后的水）。

4.1.2 水系统运行方式

常用的水系统有两种运行方式：

(1) 补充定量处理水。

当水的电导率超过规定标准时，将水箱中的水排掉一部分，同时补充同容积的处理水。这种运行方式不太经济。

(2) 局部循环水处理。

将密闭循环的水引出一部分，经过处理后，再流回水箱，始终保持一定量的水得到处理。运行经验证明，局部循环处理的水量只要有总循环水量的几十分之一，就足以保持水的电导率在较低的数值范围内。所以这种运行方式较好。

4.1.3 对定子冷却水质的要求

由于冷却水在定、转子空心导线内部流动，因而要求水质纯净、无固体杂质、其电导率小于 $5 \times 10^{-6} (\Omega \cdot \text{cm})^{-1}$ 水温为 20℃ 时，pH 值为 6~8；硬度小于 $10 \mu\text{g/L}$ 。

通常，水中常含有钙、镁、钠、铁、锰、钾、铜等阳离子，而阴离子有酸性碳酸根、硫酸根、氯化物、硝酸根、硅化物、氟化物等。可用离子交换树脂使这些离子置换、化合，以提取纯水，其纯度要比用蒸馏法所得的还要高，并且工艺简单，维护费用较少，已获得广泛应用。

4.1.4 水内冷发电电动机的设计特点

发电电动机的利用系数 C 表示单位转速、单位体积的视在功率。反映了材料的利用水平，它与电机常数 CA 互为倒数关系，其表达式为

$$C = \frac{S_N}{D_i^2 l_i n_N} = KAB_\delta \quad (7.7-1)$$

式中：若 D_i 、 l_i 以 m 计，则 $K = 1.35 \times 10^{-6}$ 。

空冷水轮发电机受散热条件的限制， C 值在一个较小的范围内变化，并随每极容量的增加而增大。

水内冷水轮发电机有效部分不受发热的影响，因此电磁负荷值可以有较大幅度的提高，导致利用系数在很大范围内变化。从式 (7.7-1) 可看出，主要是靠提高 A 值来提高利用系数。但提高 A 值将引起定、转子铜损和附加损耗增加，参数 (X_d 、 X'_d) 增大及 GD^2 减小。所以水内冷水轮发电机的利用系数应根据所要求参数和综合技术经济指标合理地确定，即在满足运行性能的前提下使发电机有最低的折合价值（考虑发电机本身的成本、效率和与电站厂房建筑、吊车、水处理设备和运行费等有关的折合价值）。

4.1.5 定子线棒串联根数的选择

定子每一个并联水支路内串联的线棒根数由每一线棒内的损耗、允许的水温升和水量共同决定。

4.1.6 转子绕组采用加强空气冷却的主要方式

当水轮发电机定子采用水内冷结构时，有时简单的增加风量并不能显著地降低转子温升；而在风量不变的情况下，采用转子绕组加强冷却时，温升能显著降低。常用加强冷却方式如下：

- (1) 铜线钻孔或冲槽结构。
- (2) 架空线圈或双层线圈结构。
- (3) 线圈匝间架空或铜线设沟槽结构。
- (4) 空心铜线内部通风。
- (5) 外表面加强通风冷却结构。
- (6) 气流的均匀分配结构。

4.1.7 定子铁心的水冷结构

当发电机采用全水冷方式时，常用的定子铁心冷却方式如下：

- (1) 装设冷却水管。
- (2) 在铁心叠片间装设冷却片。

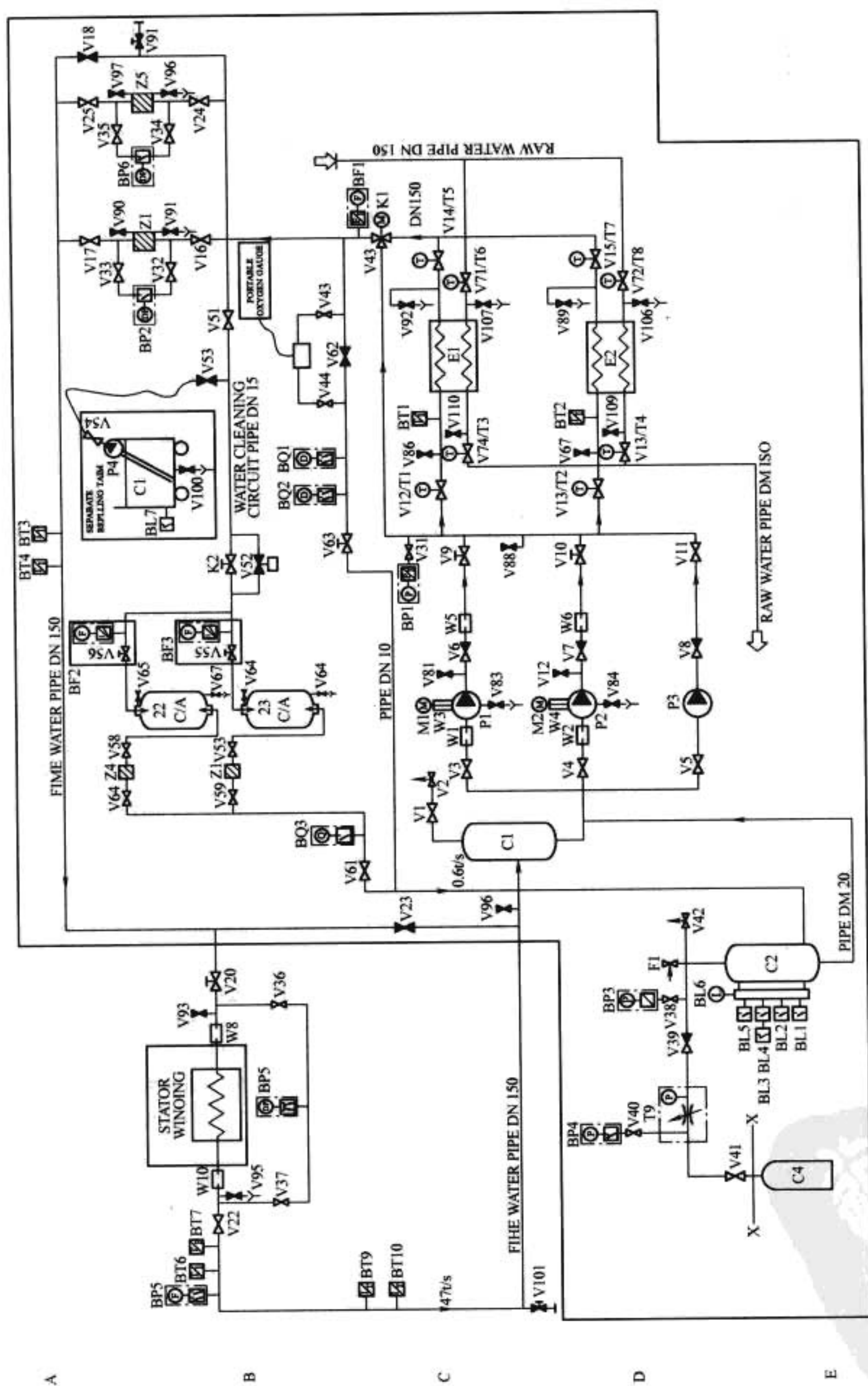


图 7.7-4 三峡左岸 ALSTOM 公司机组定子循环水系统

4.2 定子绕组蒸发冷却系统

4.2.1 蒸发冷却系统组成

水轮发电机定子绕组蒸发冷却系统主要由冷凝器、回液管、集液管、水接头、集汽管、放汽阀、放液阀等组成。图 7.7-5 为定子蒸发冷却系统图。

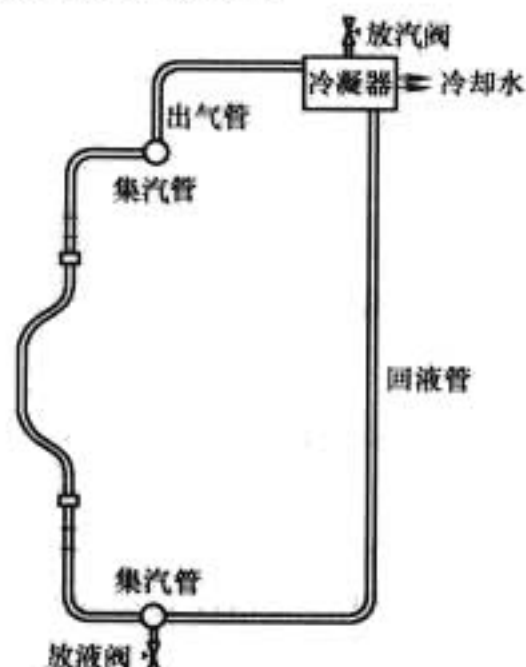


图 7.7-5 定子蒸发冷却系统图

4.2.2 设计特点

蒸发冷却设计特点可按水内冷设计特点考虑。

蒸发冷却的其他问题：蒸发冷却属内冷方式，目前虽有几台机组运行，但工业上还不是很成熟，在产品设计中还应当对蒸发冷却回路增设泄漏监测、冷却介质液位监测点。由于冷凝器在蒸发冷却中的特殊地位，对冷凝器中的二次冷却水向蒸发冷却介质中的泄漏应引起相当的重视，以杜绝二次冷却水进入定子线棒引发更大的故障。

5 发电电动机的强迫冷却方式

5.1 发电电动机转子强迫冷却结构

随着抽水蓄能机组单机容量的不断提高，高速水轮发电机的转子绕组通常采用加强空气冷却的方式，其主要优点是结构简单、便于运行维护。

对于空气冷却的抽水蓄能机组，简单地增加其冷却风量已不能显著地降低转子绕组的温升。采用转子绕组加强空气冷却方式，在风量不增加的情况下，转子绕组温升能显著降低。这可以从转子绕组温升的基本关系式看出

$$\Delta\theta_f = \Delta\theta_{fa} + \Delta\theta_{fb} = \frac{P_{af}}{\alpha S} + \frac{P_{af}}{C_a Q} \quad (7.7-2)$$

式中： $\Delta\theta_f$ 为转子绕组相对于进风温度的平均温升，K； $\Delta\theta_{fa}$ 为转子绕组相对于周围空气的表面温升，K； $\Delta\theta_{fb}$ 为空气通过转子后的平均温升，K； P_{af} 为转子绕组损耗，W； α 为转子绕组外表面的散热系数，W/(cm²·K)； S 为转子绕组外表面面积，cm²； C_a 为空气的热容量，W·s/(m³·K)； Q 为空气流量，m³/s。

通常， $\Delta\theta_{fa}$ 值较低，约为 10~15K，而 $\Delta\theta_{fb}$ 值较高，约达 40~50K，甚至更高些。对于空气冷却的普通结构，散热系数 α 主要由转子的周边速度和 L/τ 确定，而风量对它的影响不大。

当通过转子绕组的风速较高时（如转子绕组采用加强通风），空气与绕组的散热表面能充分接触，散热系数将明显增大， $\Delta\theta_{fb}$ 值降低， $\Delta\theta_f$ 亦相应降低。

增大散热面积 S 是降低转子绕组温升的有效措施。只靠转子绕组外表面来散热是不充分的，因为它只占线圈总表面积的 15%~20%，而线圈内侧表面和匝间接触面都没有

得到很好利用。在转子线圈与极身之间开设一风道或将线圈匝间隔开以构成风道，这样的加强通风方式有很好的冷却效果。以下是转子绕组采用加强空气冷却的主要方式。

(1) 铜线钻孔或冲槽结构。

在转子铜线上钻孔或冲（铣）槽的结构，如图 7.7-6 所示。这是内部加强通风冷却最简单的一种结构。钻孔的工序可以在绕组成型后进行，工艺较简便。这种结构的散热容量有限，并容易造成匝间短路故障。



图 7.7-6 转子铜线上钻孔或冲槽结构

(a) 钻孔结构；(b) 冲槽结构

1) 轴向进风，如图 7.7-7 (a) 所示。在磁轭外缘有风道，冷空气从上、下两端进入轴向风道，然后经线圈的（钻）孔或（冲）槽，在离心力的作用下从极靴的出风孔流出。受磁轭空间位置和应力的限制，轴向进风道的结构尺寸不可能做得很大，所以其风阻较大；另外转子支架和磁轭的扇风作用也不能得到充分利用。为使线圈通风孔有较高的风速。可增设旋桨风扇以增加风压，如图 7.7-7 (b) 所示。轴向进风结构适用于转速为 500r/min 及以上的水轮发电机。

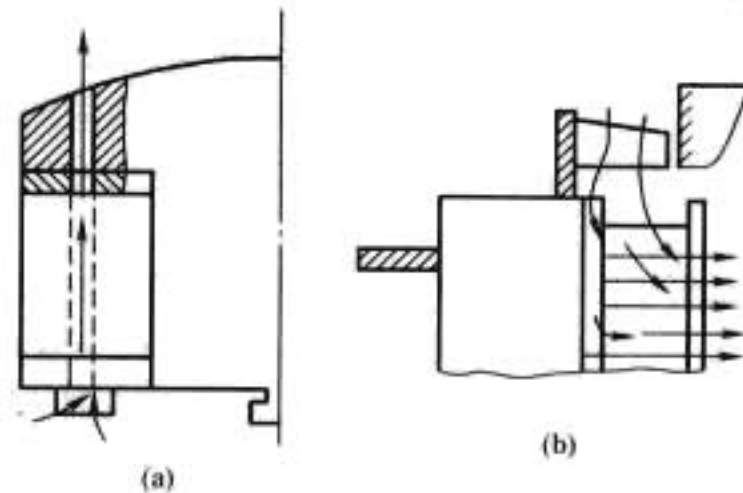


图 7.7-7 铜线钻孔的轴向进风结构

(a) 磁轭有风道；(b) 有旋桨风扇

2) 径向进风，如图 7.7-8 所示。冷空气进入转子支架，沿径向流向磁轭通风沟和叠片之间的缝隙，在磁轭外缘的轴向风道内进行均匀和扩散，然后比较均匀地流经转子线圈通风孔。自通风和离心风扇作用较强。所以这种方式适用于中、低速的水轮发电机。

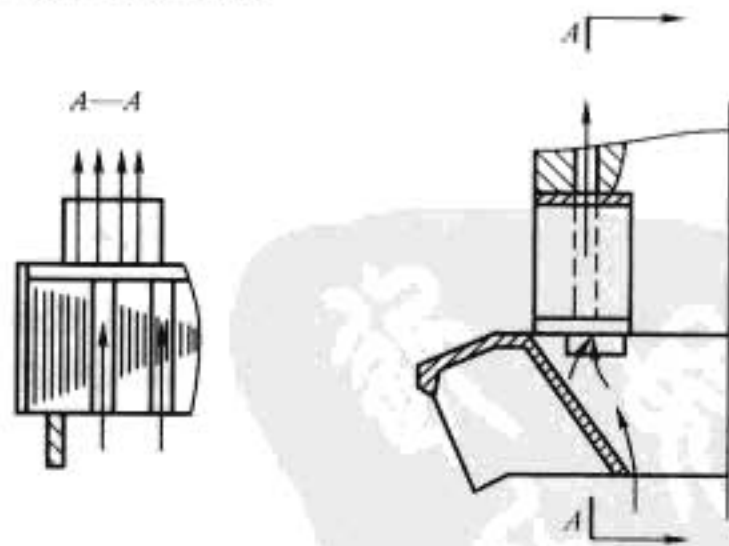


图 7.7-8 铜线钻孔的径向进风结构

应根据散热和损耗两个因素来确定铜线的孔径和孔数。为了避免电阻过于增大，通常制成如图 7.7-6 (b) 所示的窄而长的槽，槽宽约为 3~5mm。

(2) 架空线圈或双层线圈结构。

在转子线圈与极身之间开设一狭窄风道或将线圈制成隔开的双层结构，如图 7.7-9 所示。这种结构多用在磁轭径向进风的系统上，热风从极靴上的缺口或绝缘托板上的沟槽流

出。线圈架空，散热表面可以显著增大，但容易引起匝间错位和线圈变形，因此必须装设可靠的支撑结构。架空或双层线圈结构曾用于中、小容量同步电机。目前，国外有的大容量水泵电机和同步调相机采用这种通风结构，效果良好。

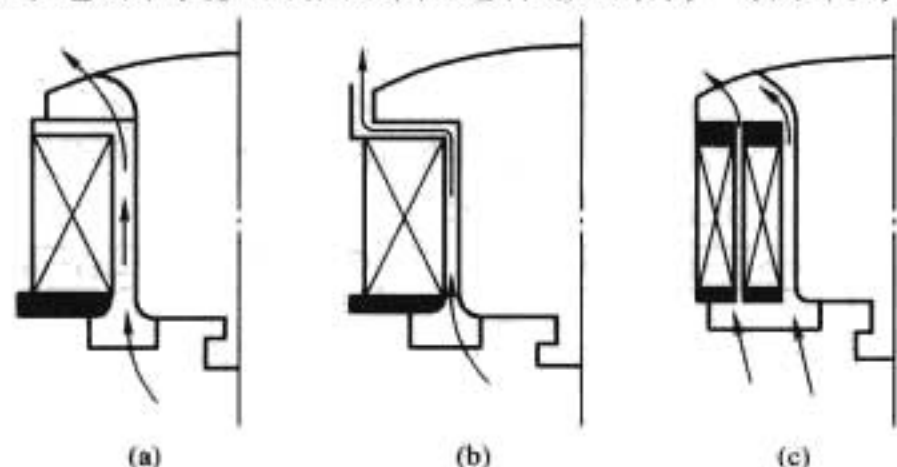


图 7.7-9 转子线圈架空和双层线圈结构
(a)、(b) 线圈架空结构；(c) 双层线圈结构

(3) 线圈匝间架空或铜线开设沟槽结构。

转子线圈铜线的匝间接触面占导线总外表面的比例较大，因此将匝间架空或在铜线上开设沟槽，是充分利用这部分散热表面的有效措施。它的散热面要比一般通风冷却的大几倍，冷却效果很好。

匝间架空结构是 20 世纪 60 年代发展起来的一种新型通风冷却方式。通常在相邻两匝之间垫 2~3mm 厚的绝缘垫片以形成风道，或在铜线匝间侧面铣出或滚压出深度约 2mm 的横向风沟。气流可以沿线圈内侧面风道经过横向风沟流向极间。气流通过横向风道的速度较高，所以它的冷却效果比前两种都好。

大容量水轮发电机转子线圈采用匝间架空的典型结构如图 7.7-10 所示。除了转子线圈外，这种结构与普通水轮发电机没有什么区别。它的转子支架、磁轭和线圈的横向风沟在风路上是串联起来的。

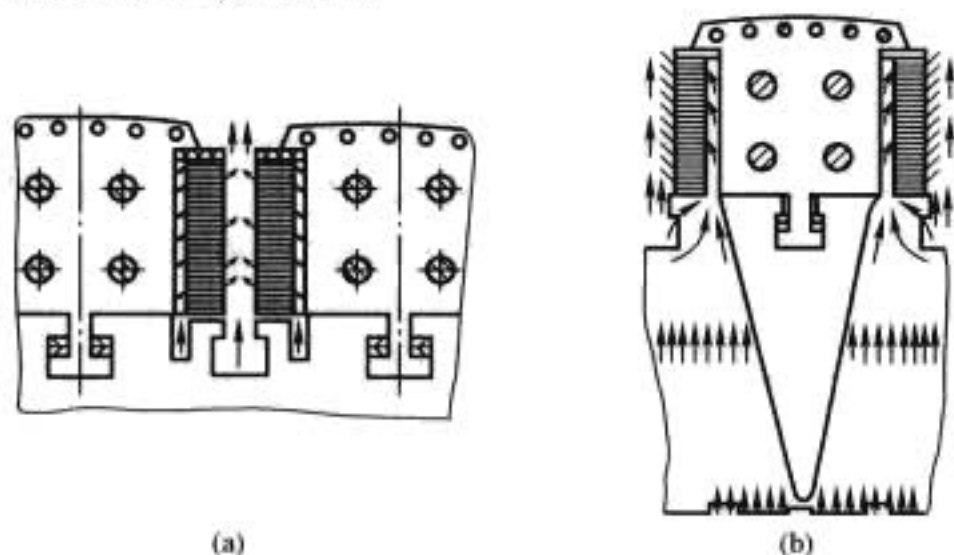


图 7.7-10 转子线圈匝间架空结构
(a) 磁轭有扩散槽；(b) 磁轭无扩散槽

在转子线圈匝间垫成型硬塑料绝缘垫片，其截面通常呈工字形，以便嵌在铜线的缺口内。也可用冲制的梭形绝缘垫片直接粘在铜线上或用胶木销固定。绝缘垫片的形状如图 7.7-11 所示。

直接在铜线上铣出或滚压出横向密集小沟的结构，同样具有很好的冷却效果。线圈的制造工艺同普通线圈。有垫片的匝间架空线圈成型工艺要比普通线圈复杂一些。

(4) 空心铜线内部通风。

图 7.7-12 为空心铜线横向内部通风的结构。其通风道可以用空心铜线或两根截面为 Π 字形的铜线合并构成。在空心铜线两侧面铣出缺口，风从线圈内侧缺口流入空心铜线，再从外侧缺口流出，工作原理同匝间架空结构。这种结构的缺点是大截面空心铜线的绕制工艺复杂，缺口的加工量

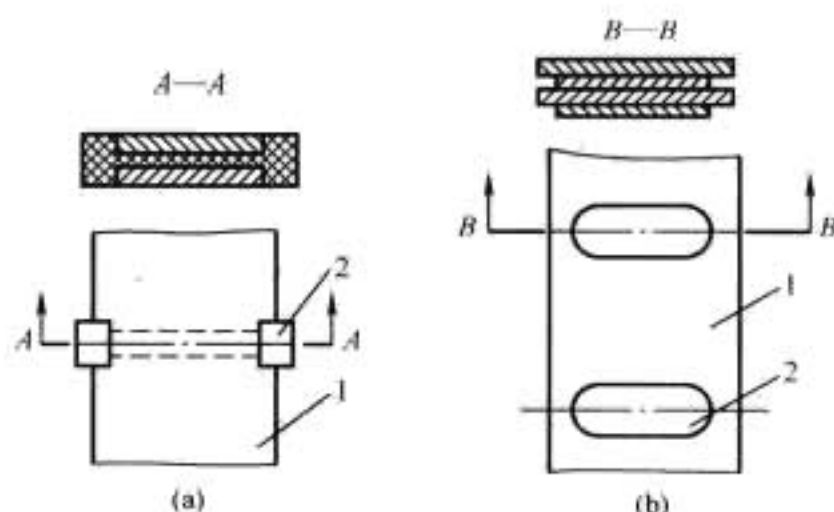


图 7.7-11 线圈匝间架空垫片结构
(a) 工字形垫片；(b) 梭形垫片

也较大。

(5) 外表面加强通风冷却结构。

图 7.7-13 是一种转子线圈外表面加强通风冷却的结构。极间装有杜拉铝制成的隔板。在隔板两侧面加装垫片以促使空气形成紊流。定子绕组端部和铁心边缘段靠风扇鼓动的气流冷却。

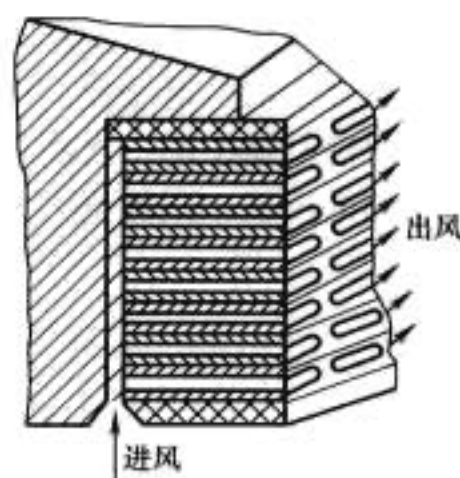


图 7.7-12 空心铜线
横向内部通风结构

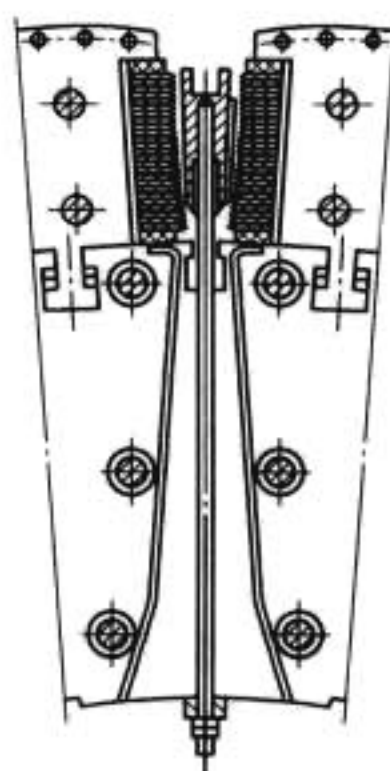


图 7.7-13 极间隔
板的通风结构

装置隔板将引起发电机总风量减小和转子线圈冷却表面风速提高。总风量减小，通风损耗相应减小，发电机的效率可提高。但应注意总风量减小对定子冷却效果的影响。

(6) 气流的均匀分配结构。

对于加强空气冷却结构，气体在转子线圈横向风沟内的分配是不均匀的，风速差值可达 10~12m/s。靠近极靴的横向风沟入口处的静压力最大，沟内风速最大，而靠近磁轭侧横向风沟入口处的气流动压力最大、静压力最小，沟内风速最小。另外，横向风沟内风速分布的不均匀度与进风道的几何尺寸有密切关系。进风道越宽，则横向风沟内的风速分配越均匀。用系数 J_p 表征沿线圈高度方向横向风沟内风速分配的不均匀程度

$$J_p = \frac{v_{\min}}{v_{\max}} \quad (7.7-3)$$

式中： v_{\min} 为横向风沟内的最小风速，m/s； v_{\max} 为横向风沟内的最大风速，m/s。

通过模型试验得到如下对应关系：

进风道宽度 (mm)	20	40	60
J_p	0.428	0.785	0.825

实际上进风道不可能做得太宽，所以为了减小横向风沟内风速分配的不均匀度，应该合理地利用动压头来提高磁轭侧横向风沟内的风速分布，图 7.7-14 是一种采用挡风板来

改变横向风沟内风速分配的结构,试验表明,装置2~3个挡风板就可以获得满意的风速分布均匀度。例如装设两个挡风板, J_p 系数将从0.428提高到0.66。风速分配的均匀度随挡风板的数量增加而增大。挡风板的装设工艺并不复杂,因此,这种结构可以考虑在实际电机上应用。

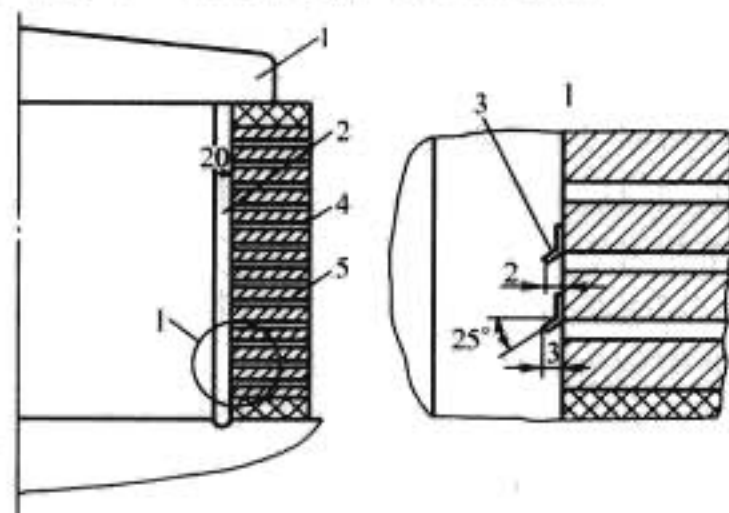


图 7.7-14 挡风板的布置图

1—磁极; 2—进风道; 3—挡风板;
4—横向风沟; 5—转子线圈

5.2 发电电动机通风系统计算网络

5.2.1 Flowmaster 商业软件简介

Flowmaster 是德国一家流体工程中心 BHRA 制作的商

业软件,它的基础是流体非线性网络的求解与流体网络系统的各种器件的实测流阻特性的结合。可以说它是把它们中心的一切关于流体、流阻元件、压力元件的研究、试验结果作为一数据基,在计算机软件中集中体现出来。从流体力学角度讲,它包括可压及不可压缩流体两种,可进行流体的稳态和瞬态分析及流体动力学计算。它前处理采用的是交互式人机对话的流体网络,此网络在计算机屏幕上显示,同时显示各元件的名称,可在支路及节点的输入表格中输入数据,更直观、更具体,改动方便。当然通过文件(FNDA)也可直接完成网络的数据输入。网络求解中利用压力与流量的二次方关系,转化为流量与压力的隐函数关系,运用支路流量分析,对各节点流量进行迭代、求解。后处理可以把得到的结果根据需要直接写到各节点、支路上。同时可绘出各种类型的图,显示方便、清晰、易于理解。

5.2.2 惠州抽水蓄能电站发电电动机通风网络

用于通风计算的网路建立都是基于发电机的通风结构,在 Flowmaster 上可利用工具条直接把相应于发电机风阻的模拟元件画在屏幕的相应位置上,再通过连接等工具键把各元件连接在一起,就形成了通风网络图。我们通过各种元件的数据输入单就可把元件数据输入到网络中去,就准备好可进行网络求解了。图 7.7-15 为惠州发电/电动机通风系统网络图,其转子采用强迫通风冷却结构。

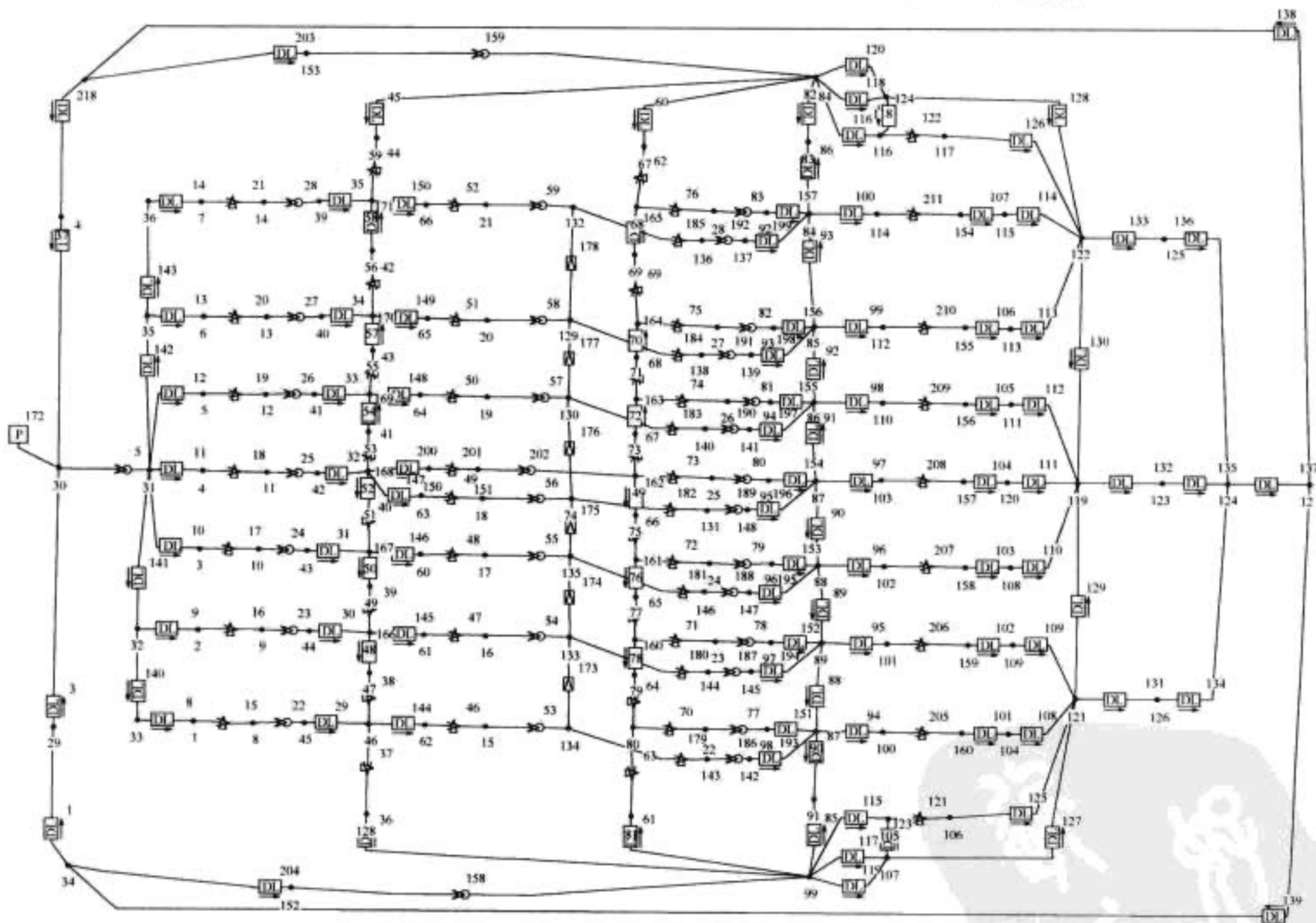


图 7.7-15 三峡左岸水轮发电机通风系统网络

第8章 发电电动机的启动与工况转换

1 概述

发电电动机作为抽水蓄能电机的主力机组,在电力系统功率的调峰填谷和调相工作中起到十分重要的作用。与常规电站的发电机相比,抽水蓄能电站的发电电动机的运行工况更加复杂。发电电动机的运行工况不仅包括水轮机的启动、发电和停机制动,还涉及电动机状态的启动,抽水和各种调相运行等,十分复杂。对这些运行方式的认知与理解对设计与运行人员的产品开发、设计和运行十分重要。

电机的启动是指电机从静止到转子转动起来的过程。发电电动机的启动包括发电机工况的启动和电动机工况的启动两种情况。本章讨论的重点为发电电动机在电动机运行方式中的启动。

作为抽水蓄能电机,发电电动机的运行工况比常规水轮发电机复杂。这是由于发电电动机不仅存在常规水轮发电机的发电运行工况,而且存在电动机的抽水运行方式以及从转子静止到抽水运行的过渡阶段,即启动过程。本章将分别就抽水蓄能发电电动机的各种启动方式及各种运行方式之间的转换加以探讨。

发电电动机常用的电气启动方式包括:辅助电动机启动;异步启动;同步背靠背启动;变频启动等。各种启动方式的详细分析涉及电动机及系统的瞬态过程的仿真计算。

电机及系统瞬态过程仿真计算的方法大体有三类:一为简化的解析算法,二为基于 PARK 方程的集中参数的“路”的算法,三为基于瞬变电磁场数值技术的“场”的算法。

由于电动机启动过程的复杂性,采用简化的解析算法无法得到启动过程的完整描述,在数值技术高速发展的今天,简化的解析算法已逐渐不为采用。而基于 PARK 方程的“路”的方法由于可以与系统、机械轴系联合建模,并获得完整详尽的对机组启动物理过程的描述而得到广泛应用。基于瞬变电磁场的数值技术不仅可以对整个系统物理过程进行完整描述,而且可以实现对电机铁磁材料非线性的准确模拟。由于场的方法计算量庞大,尚不成熟,还没有得到普遍的应用。

目前,基于 PARK 方程的路的方法的机网瞬态过程仿真商业软件已逐渐成熟。有关发电电动机各种运行工况的分析可以借助于这些数值软件获得比较详细的分析结果。因此,本章后续的内容将不涉及对电机各种物理过程的分析方法。

2 发电电动机的辅助电动机启动

这种启动方式是在发电电动机的轴上安装一台辅助电动机。辅助电动机专门用于发电电动机在抽水运行方式时的启动。辅助电动机通常为绕线式异步电动机,其同步转速比发电电动机略高。

辅助电动机的容量可根据泵的启动功率来选取,一般为发电电动机功率的 6%~8%。机组启动时,辅助电动机的转子回路中串接可变电阻器,以增加辅助异步电动机的启动转矩,降低辅助异步电动机的启动电流。

可变电阻器可选择液体频敏电阻。

辅助电动机启动方式方法简单,对电力系统无干扰,对电动机本体冲击小,适用于具有一、二台机组、机组容量较大的电站。对机组台数多的电站,有时采用辅助电动机启动背靠背启动所剩余的最后一台机组。

辅助电动机启动方法的缺点是同轴设备增加,机组的稳定性下降。同时,辅助电动机的设置也使厂房结构复杂。随着抽水蓄能机组单机容量的不断提高,采用辅助电动机启动方式的附加成本和工程费用愈加昂贵,这种启动方式已渐趋淘汰。

3 发电电动机的异步启动

异步启动是发电电动机的一种自启动方式。异步启动时,发电电动机的励磁绕组短接,将发电电动机直接并入电网,此时发电电动机的定子旋转磁场在转子阻尼绕组中感生电流,并产生异步电磁转矩。异步电磁转矩拖动发电电动机机组的转子转动起来,达到牵入转速时,在转子的励磁绕组上加上励磁电压,将转子拉入同步。

根据启动过程中励磁电压的大小,异步启动方式可分为全压启动、降压启动两种方式。

3.1 全压异步启动

全压启动是发电电动机最简单、经济的一种启动方式。这种启动方式启动转矩大,启动时间短。其缺点是发电电动机的启动电流大,在启动瞬间使电网受到很大的冲击,并产生明显的电压降。同时在启动过程中电机的定转子还将产生很大的发热和热应力。考虑电网和电机的承受能力,全压启动方式一般还只适合于中小抽水蓄能电站。目前采用全压启动方式的抽水蓄能机组容量已达到 230MVA,是瑞士 ABB 公司为卢森堡 Vianden 10 蓄能电站制造的发电电动机。

由于上述各种不利因素,全压启动方法只能应用于中小型蓄能机组,但是其主要决定因素还是电网容量,即电网能承受多大的电压降。卢森堡维也丹蓄能电站位于西欧电网中心,1975 年安装的 10 号机组(230MW)是世界上用全压启动的最大机组之一,在转轮充水时启动时间为 45s,高压电网的电压降为 5%。

3.2 降压异步启动

降压异步启动是借助于变压器或电抗器降低启动电压进行启动的一种启动方式。降压启动时,发电电动机通过主变压器抽头、接入电抗器或一台单独的自耦变压器提供部分电压,将机组启动,在转速上升至 80%~90% 额定转速时切换至额定电压,转速达到牵入转速时投入励磁电压将机组拉入同步运行。为了在切换过程中减小对电网冲击,也可以先在半电压下同步,然后切换至全压。降压启动比全压启动对电网的冲击小,但启动转矩也将减少,因而启动时间要长。同时也需要增加一些设备。在我国,岗南电站和密云电站的 11MW 发电电动机、溪口电站的 40MW 的发电电动机等都使用降压异步启动方式启动机组。

3.3 异步启动方式的优缺点

异步全压启动方式的优点为：①启动方法最简单；②附加成本低；③启动转矩大，启动时间短；④无须转轮排水；⑤不受其他机组制约。其缺点为：①定子绕组的热应力、转子铁心和绕组的热应力和机械应力都很大；②启动电流大，电网压降大；③不适用于转子转动惯量大的机组。

相对全压启动方式，降压启动方式的优点为：①启动电流低，对系统干扰小；②定子绕组的热应力、转子铁心和绕组的热应力和机械应力较小。而缺点为：①电抗器或自耦变压器占地空间多；②附加成本高；③启动程序较复杂；④转轮须排水。

4 发电电动机的背靠背启动

背靠背启动是用本电站或相邻电站的一台常规发电机组或发电电动机机组作为发电机组，直接启动其他发电电动机，使之按电动机方式运行的一种启动方式。发电电动机按背靠背启动方式启动时，首先将被启动机组（作电动机运行的发电电动机）与启动机组（作发电机运行的发电电动机或发电机）在电气上连接，并分别加上励磁。调整导叶使水轮发电机启动，逐渐转动起来的发电机产生频率由小到大变化的三相交流电压，此电压直接作用在被启动机组的定子绕组上，使被启动机组在同步转矩作用下跟随发电机逐步升速。当转速达到同步转速的 80% 左右时，投入各自的励磁调节器，使发电机达到同步转速，然后并入电网，再逐步解除发电机，完成启动过程。原理上，背靠背启动过程也是一种同步变频启动过程。

在背靠背启动方式中，启动发电机的容量应不小于被启动电动机容量的 15%~20%。背靠背启动方式对发电电动机没有什么特殊要求，启动过程也不存在冲击。背靠背启动须注意以下几点：

(1) 加在发电机和电动机上的励磁电压大小及其比值要适当，通常给发电机加空载额定励磁电压，电动机加 80% 空载额定励磁电压。

(2) 所选用的水轮机导叶的开度要合适，应考虑到水轮机转矩特性和强度时间要求。一台发电机启动一台同样容量的电动机时，导叶开启的最佳速度为每秒 0.5%~0.6% 导叶全开度；在闭环控制中导叶受控制系统自动控制。

(3) 励磁电流大小及启动时间与包括发电机和电动机在内的回路总电阻和总电抗有关。

如果启动发电机的容量很大，可以利用背靠背同步启动方式一次启动几台电动机。但在多数蓄能电站内是用同样容量的机组一对一地启动，或者用一台较小的发电机专作启动之用。

分析表明，背靠背启动过程引起的电机转子表面温升变化很小。

背靠背启动方式的缺点是：发电机完成一次启动后要停机才能进行另一次启动；启动过程的调整和操作比较复杂；需要有单独的励磁电源，电站的最后一台机组不能用此法启动，还需要装设其他方式的启动设备。在混合式蓄能电站内或者在蓄能电站附近有常规水电站的场合，可用常规水轮发电机来启动蓄能机组抽水，此时同步背靠背启动的优越性是明显的。

一般大型抽水蓄能电站的可逆式机组都装有背靠背操作的控制设备，可以和变频启动设备交替使用。

5 发电电动机的变频启动

变频启动方式是通过静止变频器（SFC）产生频率可变的交流电源对发电电动机机组进行启动的一种启动方式，也是目前最受欢迎的启动方式。早期变频启动方式因可控硅元件的性能差，投资高昂，使用的不多。随着电力电子技术及元器件制造技术的高速发展，这种启动方法已在抽水蓄能电站中得到广泛的应用，在新建的大型蓄能电站中很多都采用这一方式。

5.1 低速运行时的步进驱动方式

抽水蓄能电机的变频启动系统通常采用闭环控制，又称自控式变频调速系统。这种控制方式基本上可以保证发电电动机的启动过程不会失步。目前大容量抽水蓄能机组的启动装置通常都采用 LCI（负载换流逆变器）变频技术。采用 LCI 变频技术时，由于低速情况下电机的感应电势很低，不能实现换流，实用上采用一种脉冲步进方式作为低频调节方式。

在脉冲步进驱动方式下，按定子三相电流的相量空间分布，在 360 度电角度的相量空间中存在六个磁势分布位置，如图 7.8-1 所示。通过变频装置对各相电流按图的馈电时序依次通电，可在电机定子中建立一种步进旋转磁场，并拖动电机运行。图 7.8-2 为对应图 7.8-1 的定子电流理想波形示意图。可见，步进驱动方式中电机转子的位置检测很重要。准确的转子位置检测是发电电动机成功启动的必要保证。

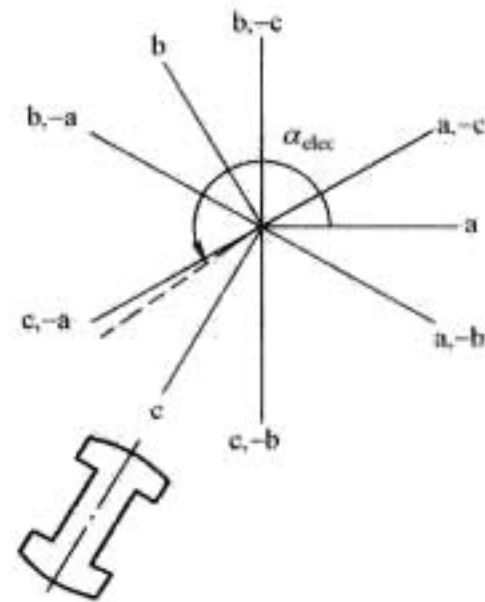


图 7.8-1 步进驱动方式定子馈电相量时序图

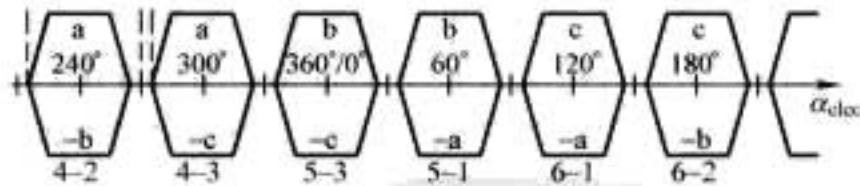


图 7.8-2 步进驱动方式定子电流理想波形示意图

实际启动过程中随着电机转子转速的上升电机定子电流的频率是变化的。定子电流的实际波形如图 7.8-3 所示。从图中可以清晰地看出随着转速的上升各相电流的变化规律。

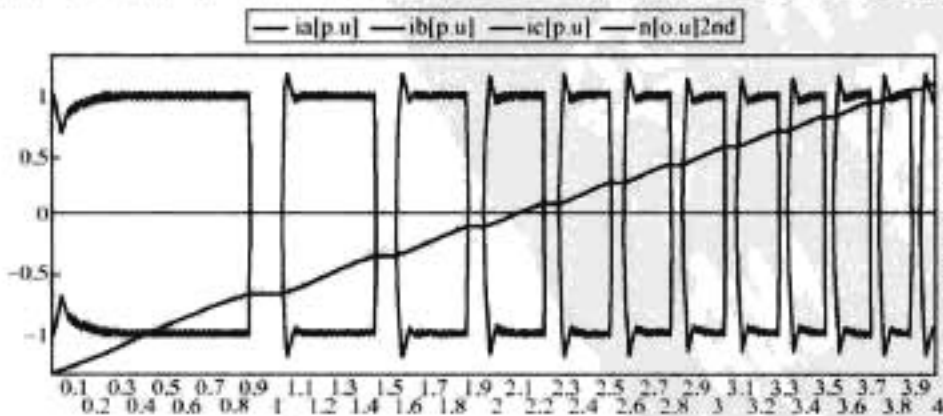


图 7.8-3 步进驱动方式下启动过程定子电流和转子转速的数字仿真结果

5.2 静止变频器启动方式的特点

静止变频器通常包括桥式整流电路和逆变电路，二者通过平波电抗器相链接。通过转子转速传感器检测的转速信号，变频控制系统可实现电机转速变化的自动调节。

变频启动方式的优点是变频装置是静止的，空间布置及维修方便；一台变频装置也可以同时启动多台发电电动机；变频启动装置附加损耗极小；变频启动装置还可同时做发电电动机的电气制动，以缩短相应工况的转换时间。

变频启动方式的缺点是启动设备价格高，占地面积大。因此变频启动方式主要应用于单机容量大、机组台数多的蓄能电站。

变频启动装置的容量与被启动机组转动惯量和泵工况的压水阻力矩有关，一般选取为被启动电机容量的5%~8%。

不考虑谐波影响时，变频器启动引起的电机转子表面温升变化很小。

5.3 变频装置的谐波问题

变频器投入运行时，其整流部分将在其输入端产生谐波，形成电网的谐波污染，并使厂用电电压发生畸变。因此有些电站在设计时对厂用系统谐波电流实行限制。我国目前建造的大型抽水蓄能电站大都装设了谐波滤波器。

安装滤波器存在的问题是：①成本高；②占地面积大；③系统复杂。

6 各种启动方式的比较

发电电动机机组启动方式的选择应考虑抽水蓄能电站的具体条件来进行。

一般情况下，采用变频器变频启动方式为主，背靠背同步启动方式为辅，总是一种良好的选择。二种启动方式启动过程定转子的温升变化极小，机组和系统可以获得最佳的启动效果。选用这种方式要考虑到系统的成本及操作与运行的复杂性。

对中小容量的发电电动机，如电网容量允许，应优先考虑采用全压异步启动或降压异步启动方式进行启动；大、中容量机组可优先考虑利用邻近的常规发电机组进行背靠背同步启动。

对只有一台机组的抽水蓄能电站，采用变频器变频启动方式和辅助电动机启动方式的费用较高，采用异步启动方式的费用较少。但后者启动过程对机组和电网的冲击较大。启动方式的选择要综合机组和电网的具体条件全面考虑。

各种启动方式的综合比较见表7.8-1。

表 7.8-1 各种启动方式的对照

启动方式		异步启动	背靠背启动	辅助电动机启动	变频器启动
适用范围	单机容量	中、小	大、中、小	大	大
	机组台数	不限	多	少	多
启动设备容量(%)			15~20	6~8	6~8
系统影响		大	无	小	小
附加启动设备		降压启动时需降压设备	单机时需额外启动发电机	辅助电动机	变频装置
启动设备附加投资		小	很小	较大	大
附加空间		小	很小	中	大
控制特性		简单	复杂	较复杂	复杂

7 发电电动机的工况转换

7.1 发电电动机的工况概述

一般情况下，抽水蓄能发电电动机存在如下几种运行情况：

- (1) 发电运行工况。
- (2) 水泵运行工况。
- (3) 发电机调相运行工况。
- (4) 电动机调相运行工况。
- (5) 静止状态。

五种运行状态的相互转换关系如图7.8-4所示。

由静止状态到水泵运行工况的过渡过程即电动机的启动过程，各种启动方式如前所述；由水泵运行工况到静止状态的过渡过程为停机过程，停机过程可分为惰转停机和制动停机两种方式，通过适当的制动方式可缩短机组的停机时间。

由静止状态到发电运行工况的过渡过程为发电机的启动过程。这个过程通过水轮机的导叶开启使水轮机旋转并带动发电机启动。当转子的转速达到同步转速后，发电机投入空载励磁电压，调整电机感应电势的幅值、相位和相序，实现发电机的平稳同期并网。从发电运行状态到静止状态的过渡过程与电动运行工况到静止状态的物理过程一致。

发电机调相和电动机调相是发电与抽水两种运行工况下的调相运行方式。二者分别向电网提供超前和滞后的无功功率，以补偿电力系统的无功损失。

发电运行工况与发电机调相运行工况可通过调节励磁电流而相互转换；同样道理，电动机运行工况与电动机调相运行工况也可通过调节励磁电流来相互转换。

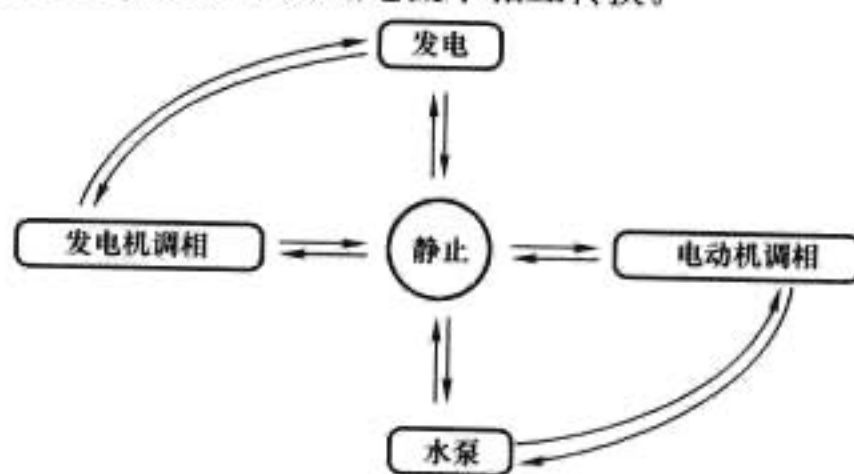


图 7.8-4 抽水蓄能电机运行工况及其相互关系

由于水泵工作状态与发电工作状态电机的运行方向相反，故二者的工况转换必须经过静止状态。即发电运行方式向水泵运行方式转换时，要经过发电机的制动和电动机的启动过程；而由水泵运行方式向发电运行方式转换时，类似地，也要经过电动机的制动和发电机的启动过程。

图7.8-5为发电电动机工况转换的过程的仿真算例。从图中可见电机发电机状态到电动机状态的变化过程以及在发电机状态下，无功功率由负变正以及电动机状态下无功功率

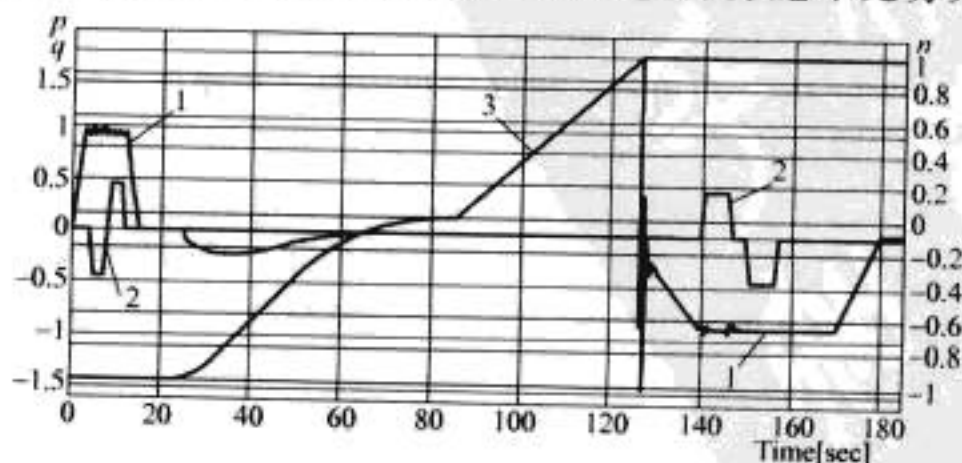


图 7.8-5 工况转换的仿真算例

1—有功功率；2—无功功率；3—转速

由正变负的过程。

7.2 发电电动机的运行极限

在发电机运行方式下,电动机的功率运行圆图如图 7.8-6 所示。图中, OQ 轴线表示无功功率, OP 轴线表示有功功率。点 N 为发电运行工况的额定运行点。圆 O' 为最小励磁电流轨迹。该图中可见, 曲线 1 示出了电动机视在容量曲线, 在电压一定的情况下, 此曲线也给出了定子电流的限制

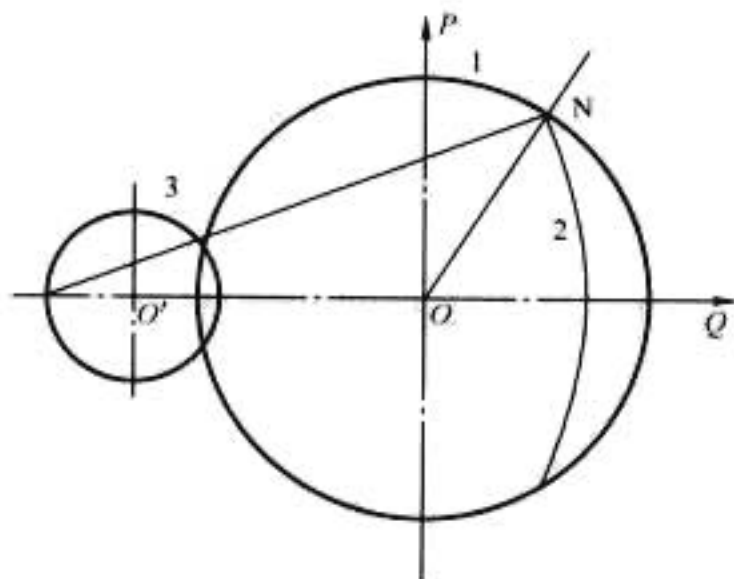


图 7.8-6 发电电动机运行极限示意图

线。电动机运行于曲线 1 以外的区域时, 电动机的定子可能过热。曲线 2 给出了最大励磁电流的限制线, 电动机运行于曲线 2 以外的区域时, 电动机的转子有可能过热; 曲线 3 确定了电动机的最小励磁电流限制线。电动机运行于曲线 3 以内时, 电动机的运行将出现不稳定现象。

7.3 发电电动机的制动

为了加快电动机的工况转换速度, 大型发电电动机机组一般在停转过程都要配合以电气及机械制动。从发电及抽水工况停机时, 由于转动部分的惯性大, 不采取任何措施时(惰性停机) 停机时间很长。实用上发电电动机的停机过程应配合以电气制动和机械制动。

电气制动的常用方法是将同步电机与电网分离, 把定子绕组直接短路或通过外加电阻短路, 此时发电电动机的运行原理类似于一台定转子反装的感应电机, 定转子之间的异步转矩直接对转子的运动起到阻尼作用, 使转子的转动逐渐停下来。由于在接近静止时, 电动机的异步转矩迅速降低, 直至为 0, 故低速时还应辅以机械制动。实际运行时, 电气制动的投入时间一般取 50% 的额定转速, 而机械制动的投入时间一般取为 5%~15% 的额定转速。



第9章 可变速双馈异步电机

1 概述

从20世纪70年代开始,变频调速开始在交流电机中使用。在大型交流传动中,现已广泛适用。在大型抽水蓄能机组中,如我国的潘家口水电站,也开始应用。

从20世纪80年代开始,日本日立、东芝公司率先研制变速恒频的大型抽水蓄能机组,日立公司在日本大河内电站建成当今世界最大的400MW抽水蓄能机组,拉开了电机发展史的新篇章。2003年,西门子公司在欧洲Goldisthal电站开发研制出265MW可调速双馈异步抽水蓄能电动机。目前,世界上仅少数发达国家个别厂商拥有此项先进技术。

1992年,巴黎国际大电网会议上,第11(旋转电机)学术委员会全体会议讨论了日本日立、东芝公司及苏联研制开发的新型电机的专题报告——“双馈异步电机”,确认其为电动机的第一优先主题,“电动机的新发展和经验”,即新型变速同步电机。其后又在国际会议上多次重申该主题及其重要性。

自1981年以来,日本日立、东芝等公司开始大力研究开发可调速大型抽水蓄能发电—电动机。1987年,日立公司制造的容量为22MVA成出(Narude)电站1号机组投入运行。1990年12月,东芝公司制造容量为87MVA的矢木泽(Yagisawa)电站2号机组,投入商业运行,成为世界首台可变速抽水蓄能机组(见表7.9-1)。1993年12月,日立公司研制的容量为400MW大河内电站可变速抽水蓄能机组投入运行(见表7.9-2)。1996年,东芝公司和东京电力公司开发研制了300MW可调速抽水蓄能机组。在盐原电站,采用GTO晶闸管,额定容量为40MVA,额定电压为4.5kV,额定电流为3kA,电压源PWM逆变器。1999年,日本联合电力公司在Yannbaru电站兴建一台31.5MW的海水可变速抽水蓄能机组。当今世界上最大的抽水蓄能电站为葛野川电站,目前,日立、东芝公司在葛野川电站,开发研制了世界上最大的400MW可调速抽水蓄能电机,安装了两台400MW可变速抽水蓄能机组。

400MW大河内电站机组优良的运行性能显示,其调速范围从330~390r/min,综合加权效率提高3%~5%,机组始终运行在最优工况下;转速从335r/min调节至359.3r/min,时间为50s。启动时间为151s。其动态响应时间在0.2s内,发电机运行时,系统有功功率输出至少可改变32MW,发电机的斜坡响应试验,系统功率响应平稳、准确;在水泵工况运行时,系统无功功率输出至少可改变±80Mvar,电动机的斜坡响应试验,系统输入功率的调节在转速变化的全范围内快速、平稳、准确,功率和速度控制的独立性具有极好的动态性能。

德国沃依特—西门子公司于2003年2月,在欧洲Goldisthal电站开发研制了265MW可调速双馈异步抽水蓄能电机,在电站运行成功。该电站安装4×265MW机组,其中2台为可变速机组。当达到最大水头时,容量为325MW。额定转速为333r/min,转速范围为-10%~+4%。继日本之后,德国登上了一个新台阶,成为了新的典范,同时,这也说明了该

课题的重要意义及对国民经济的深远影响和发展趋势。

20世纪90年代中期以来,世界上风力发电以30%的年增长速度迅猛发展,这得益于兆瓦级风电机组的飞速发展,其关键是由于最具发展潜力的双馈变速恒频异步发电机机组的技术突破。兆瓦级双馈变速恒频异步风力发电机组成为风电发展的强大推动力。

2 可调速电机的变速原理和特性

根据电机的基本原理和结构特点,对定转子对称平衡多相系统,当定转子多相绕组通以对称平衡多相电流时,定转子绕组产生磁势,分别为定子合成磁势和转子合成磁势,在定转子绕组合成磁势共同作用下气隙中产生旋转磁场。由于电机结构的对称性,它们在电机中产生的磁场,各自相对于定子和转子的磁场轴线是对称的。特别是对具有均匀气隙的旋转电机,如三相绕线式异步电机。

表 7.9-1 87MVA 的矢木泽 (Yagisawa) 电站可调速抽水蓄能机组的主要数据

名 称	项 目	额 定 值
水轮机	最大功率	87.4MW
	水头	53~111m
	泵输入	53~82MW
	泵水头	63~112.5m
发电机	额定输出	85MVA
	额定电压	13.8kV
	转速	130~156r/min
交—交变频器	额定输出功率	25.8MVA
	额定电压	4.8kV
	额定电流	3.1kA
	输出频率	0.25~4.6Hz

表 7.9-2 400MW 可调速大河内抽水蓄能电站发电—电动机的主要数据

名 称	项 目	发电机模式	电动机模式
系统	额定功率输出	320MW	400MW
	功率因数	0.95	1.0
水轮机—水泵	额定功率输出	311MW	392MW
	最大水头(水头泵)	415.6m	432m
	转轮型式	混流式	混流式
	容量(输出)	395MW	388MW
	额定转速	330~354r/min	330~390r/min
	最大流量(泵)		95m³/s
发电—电动机	额定电压	18kV	18kV
	发电机最大输出功率	395MVA	
	电动机最大输出功率	388MW	
	绕组端部支撑	绑扎支撑	绑扎支撑
	集电环	三相四环	三相四环

续表			
名称	项目	发电机模式	电动机模式
励磁系统	额定容量	72MVA	72MVA
	额定电压	5.2kV	5.2kV
	额定电流	8000A	8000A
	最大转子电流	12 670A	
交—交 变频器	输出频率	-50~1Hz	-5~+5Hz
	桥臂	72	72
	晶闸管单元型式	每桥臂 3 个串 联 3 个并联	每桥臂 3 个 串联 3 个并联

根据电机的结构特点,为了便于分析,假定认为定子铁磁材料未饱和,是线性的,并且忽略电机的齿槽效应和边端效应。当转子在气隙中旋转时,转子磁场轴线的瞬时位置角 θ ,它是转子磁场轴线相对于定子磁场轴线的位置。对于均匀气隙而言,定子绕组产生的磁场将不受转子位置的影响,定子绕组的自感与转子位置无关,而互感则与转子位置有关。定、转子的磁链和电流分别为 $\varphi_s, \varphi_r, i_s, i_r$ 。

$$\begin{aligned}\varphi_s &= L_s i_s + L_{sr}(\theta) i_r \\ \varphi_r &= L_{sr}(\theta) i_s + L_r i_r\end{aligned}\quad (7.9-1)$$

式中: L_s, L_r 是定转子的自感,它不随转子位置变化; $L_{sr}(\theta)$ 是定转子的互感,它随转子位置角 θ 而变化。

互感的一般表达式为

$$L_{sr}(\theta) = M_1 \cos\theta + M_3 \cos3\theta + M_5 \cos5\theta + \cdots \quad (7.9-2)$$

$L_{sr}(\theta)$ 是奇函数,并仅含奇次谐波的余弦函数。通常绕组设计布置使基波分量最大,应抑制谐波含量。

为了简化分析,记为 $L_{sr}(\theta) = M \cos\theta$ 。则

$$\begin{aligned}\varphi_s &= L_s i_s + M i_r \cos\theta \\ \varphi_r &= M i_s \cos\theta + L_r i_r\end{aligned}\quad (7.9-3)$$

根据机电能量转换的原理,将电机视为一个无损耗的机电耦合系统,即保守系统。根据能量守恒定律,即电能输入—机械能输出=磁场蓄能的变化

$$dW_m = dW_e - dW_{mec} = id\varphi - T_{em}d\theta \quad (7.9-4)$$

一般情况,对于电机内存在 N 个电回路,可导出磁场能量和磁场余能的表达式。

磁场蓄能增量为

$$dW_m = \sum_{j=1}^N i_j d\varphi_j - T_{em}d\theta \quad (7.9-5)$$

磁场余能增量为

$$dW'_m = \sum_{j=1}^N \varphi_j di_j + T_{em}d\theta \quad (7.9-6)$$

可导出电流和转矩的表达式为

$$i_j = \frac{\partial W_m}{\partial \varphi_j}, T_{em} = -\frac{\partial W_m}{\partial \theta} \quad (7.9-7)$$

$$\text{或} \quad \varphi_j = \frac{\partial W'_m}{\partial i_j}, T_{em} = \frac{\partial W'_m}{\partial \theta} \quad (7.9-8)$$

将定子磁链表达式代入,得到电磁转矩

$$T_{em} = i_s i_r \frac{dL_{sr}(\theta)}{d\theta} = -i_s i_r M \sin\theta \quad (7.9-9)$$

在机电耦合系统中,当电机定子绕组中的电流为 $i_s = I_s \sin \omega_s t, i_r = I_r \sin \omega_r t, \theta = \omega_m t + \gamma$ 。

进入耦合系统的瞬时功率为

$$p_m = T_{em} \frac{d\theta}{dt} = T_{em} \omega_m \quad (7.9-10)$$

将定、转子电流代入电磁转矩表达式,得到

$$p_m = -\omega_m I_s I_r M \sin \omega_s t \sin \omega_r t \sin (\omega_m t + \gamma) \quad (7.9-11)$$

将上述表达式,利用三角恒等式变换,导出

$$\begin{aligned}p_m &= -\frac{\omega_m I_s I_r M}{4} \{ \sin [(\omega_m + \omega_s - \omega_r)t + \gamma] + \\ &\quad \sin [(\omega_m - \omega_s + \omega_r)t + \gamma] - \sin [(\omega_m + \omega_s + \\ &\quad \omega_r)t + \gamma] - \sin [(\omega_m - \omega_s - \omega_r)t + \gamma] \} \quad (7.9-12)\end{aligned}$$

由于瞬时功率正弦函数在一个周期内的平均值为零,因此,上述表达式中四个正弦函数的系数,当且仅当时间 t 的系数有一个为零时,瞬时功率才有平均功率。上述四个条件可简记为

$$\omega_m = \pm \omega_s \pm \omega_r \quad (7.9-13)$$

例如,当 $\omega_m = -\omega_s + \omega_r$ 时,则

$$p_{max} = -\frac{\omega_m I_s I_r M}{4} \sin \gamma \quad (7.9-14)$$

当 $\omega_m = \omega_s + \omega_r$ 时,则

$$p_{max} = \frac{\omega_m I_s I_r M}{4} \sin \gamma \quad (7.9-15)$$

由此导出平均功率转换的必要条件是频率条件 $\omega_m = \pm \omega_s \pm \omega_r$,平均功率转换的必要充分条件是频率条件 $\omega_m = \pm \omega_s \pm \omega_r$ 和功角条件 $\sin \gamma \neq 0$ 。

平均功率转换条件 $\omega_m = \pm \omega_s \pm \omega_r$,写成

$$\omega_m = \omega_s + \omega_r \quad (7.9-16)$$

$$\omega_m = \omega_s - \omega_r$$

$$\omega_m = -\omega_s + \omega_r \quad (7.9-17)$$

$$\omega_m = -\omega_s - \omega_r$$

由于定转子的频率本身总是为正值,机械角速度可为正值或负值,即为电机的正反转。正转时, $\omega_m = \omega_s + \omega_r$,或 $\omega_m = |\omega_s - \omega_r|$ 。反转时, $\omega_m = |\omega_s + \omega_r|$,或 $\omega_m = |\omega_s - \omega_r|$ 。

对于一般情况,可以写成 $\omega_s = \omega_r + \omega_m$ 。平均功率转换的必要条件是定子旋转磁场与转子旋转磁场保持同步旋转,即相对静止。应当指出,转子旋转磁场的速度,是转子电流产生的相对于转子运动旋转的磁场速度 ω_r ,加上转子本身机械运动的旋转速度 ω_m 之和。即旋转电机中,定子产生的旋转磁场相对静止,是机电能量转换的基本概念。

根据平均功率转换的必要条件, $\omega_s = \omega_r + \omega_m$ 。当电机定子的频率 ω_s ,即电网的频率 ω_s 恒定不变时,改变转子供电频率 ω_r 时,电机的机械角频率 ω_m 也要相应地变化,电机转速 n 也会变化,即达到变速恒频的基本原理。

3 双馈异步电机的基本原理和结构

双馈异步电机,实质上是交流绕线式异步电机,一方面,定子三相绕组与电网相连接,由电网馈电;另一方面,由电网经变压器、变频器与转子三相绕组相连接,一般来说,转子采用低频交流励磁电源馈电,即变频器供电。定子电网的频率为 ω_s ,电网馈电经变频器变频,转子交流励磁电源的频率为 ω_r ,形成双馈系统,故称为双馈异步电机(Doubly Fed Induction Machine, DFIM)。图7.9-1和图7.9-2分别给出了可调速异步电机的系统图和结构图。

根据上述变速原理,由平均功率转换条件

$$\omega_s = \omega_r + \omega_m \quad (7.9-18)$$

式中: ω_s 为定子电网频率; ω_r 为转子交流励磁电源频率; ω_m 为电机机械角速度。

由于定、转子绕组馈电的频率分别为 ω_s, ω_r ,且为正值。电网的频率为工频 ω_s ,维持恒定不变。当改变转子馈电频率 ω_r 时,电机的机械角速度 ω_r 及转速 n 相应的变化。

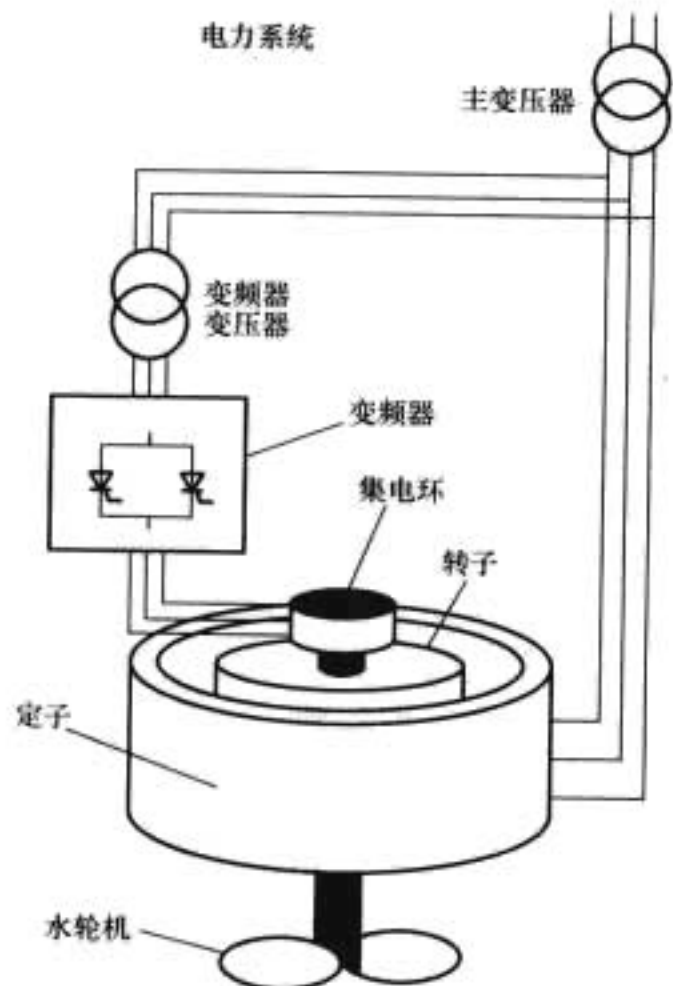


图 7.9-1 可调速抽水蓄能发电—电动机

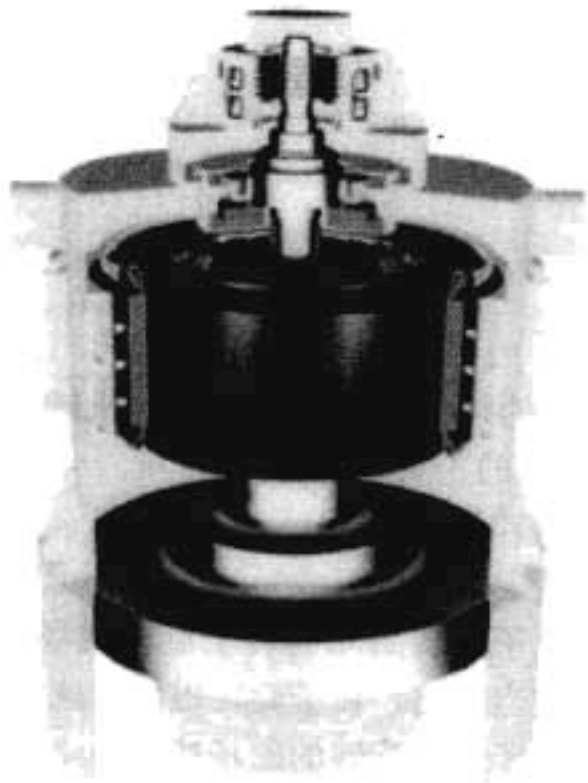


图 7.9-2 可调速双馈异步电机结构图

当 $\omega_r < \omega_s$ 时，电机处于正转，电机处于亚同步速度运行状态，转差率 $s > 0$ 。系统电源分别从定转子向电机馈电，双馈输入电能。

当 $\omega_r > \omega_s$ 时，电机处于反转，电机处于超同步速度运行状态，转差率 $s < 0$ 。电能从定子电网输入，同时转子机械能经变换从转子向电网馈电。

4 双馈异步电机的稳态运行特性

本节重点分析电机在正常稳态下的电压、电流及功率特性，即异步化同步电机特性。

双馈异步电机的特点是其转速可变，速度的变化范围，以抽水蓄能机组为例，取决于水轮机的最优工况运行和水头变化范围，由此可确定转差率 s 的变化范围。通过双馈异步电机的稳态运行特性分析，指明了双馈异步电机的励磁容量与电机转差率 s 的关系，为机组的成本核算和交流励磁电源及其控制系统的设计提供了依据。

4.1 数学模型

双馈变速异步电机，实质上，其电机本身是绕线式异步电机，定子绕组由工频电源馈电，频率为 ω_s ，转子绕组由低频交流励磁电源馈电，频率为 ω_r ，电机转子的转速为 ω_r 。根

据电机定转子气隙磁场相对静止的概念， $\omega_s = \omega_r \pm \omega_r$ 。当改变交流励磁电源频率 ω_r 时，电机转速 ω_r 相应地变化，可以保证 ω_s 维持恒定，从而使双馈异步电机实现变速恒频。在分析双馈异步电机的稳态数学模型时，可采用传统的矢量分析方法，按电动机惯例，其等效电路和矢量如图 7.9-3 和图 7.9-4 所示。

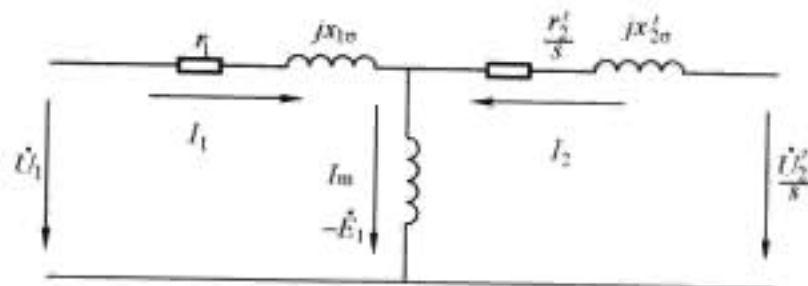


图 7.9-3 双馈异步电机等值电路图

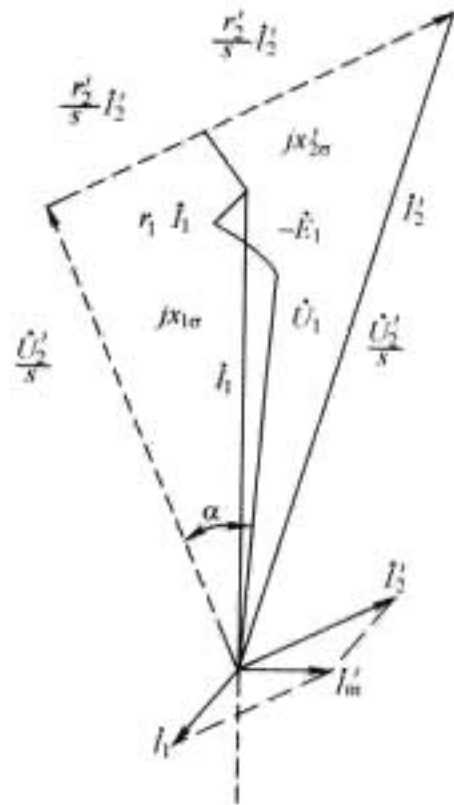


图 7.9-4 双馈异步电机矢量图

电机稳态时的电压、电流方程式，当忽略定子铁耗，即忽略定子励磁支路励磁电阻 r_m 时，写为

$$\dot{u}_1 = r_1 \dot{I}_1 + jx_{1\sigma} \dot{I}_1 + jx_m \dot{I}_1 + jx_m \dot{I}_2 = z_1 \dot{I}_1 + jx_m \dot{I}_2 \quad (7.9-19)$$

$$\frac{\dot{u}_2}{s} = jx_m \dot{I}_1 + \frac{r_2'}{s} \dot{I}_2 + jx_{2\sigma}' \dot{I}_2 + jx_m \dot{I}_2 = jx_m \dot{I}_1 + z_2' \dot{I}_2 \quad (7.9-20)$$

$$z_1 = r_1 + jx_1 = r_1 + j(x_{1\sigma} + x_m), x_1 = x_{1\sigma} + x_m$$

$$z_2' = \frac{r_2'}{s} + j(x_{2\sigma}' + x_m), x_2' = x_{2\sigma}' + x_m \quad (7.9-21)$$

式中： $r_1, x_{1\sigma}, x_1, z_1, r_2', x_{2\sigma}', x_2', z_2'$ 分别为定子绕组和折算到定子侧的转子绕组电阻、漏电抗、电抗、阻抗； x_m 为定、转子绕组的互电抗。

$$\dot{I}_m = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \quad (7.9-22)$$

$$-\dot{E}_1 = jx_m \dot{I}_m$$

$$\dot{I}_1 = \frac{z_2' \dot{u}_1 - jx_m \frac{\dot{u}_2}{s}}{z_1 z_2' + x_m^2} \quad (7.9-23)$$

$$\dot{I}_2' = \frac{z_1 \frac{\dot{u}_2}{s} - jx_m \dot{u}_1}{z_1 z_2' + x_m^2} \quad (7.9-24)$$

为书写方便，式中简记为

$$\Delta = z_1 z_2' + x_m^2$$

$$= \left(r_1 \frac{r_2'}{s} - x_1 x_2' + x_m^2 \right) + j \left(r_1 x_2' + \frac{r_2'}{s} x_1 \right) = \Delta_R + j\Delta_I$$

$$\Delta_R = \left(r_1 \frac{r_2'}{s} - x_1 x_2' + x_m^2 \right) \quad \Delta_I = \left(r_1 x_2' + \frac{r_2'}{s} x_1 \right)$$

$$(7.9-25)$$

假定以定子电压 \dot{u}_1 为参考矢量, 即 $\dot{u}_1 = u_1 \angle 0$, 取 \dot{u}_1 为 x 轴的正方向, y 轴为超前 x 轴 90° 方向。转子电压 \dot{u}_2' 落后于 \dot{u}_1 的空间角度为 α , 如图 7.9-4 所示, 即 $\dot{u}_2' = u_2' e^{j\alpha}$ 。则有

$$\dot{I}_1 = \frac{1}{\Delta^2} \left[\left(\frac{r_2'}{s} \Delta_R + x_2' \Delta_I \right) u_1 + x_m (\Delta_R \sin \alpha - \Delta_I \cos \alpha) \frac{u_2'}{s} \right] + j \frac{1}{\Delta^2} \left[\left(x_2' \Delta_R - \frac{r_2'}{s} \Delta_I \right) u_1 - x_m (\Delta_R \cos \alpha + \Delta_I \sin \alpha) \frac{u_2'}{s} \right] \quad (7.9-26)$$

$$\dot{I}_2' = -\frac{x_m}{\Delta^2} \Delta_I u_1 + \frac{1}{\Delta^2} \frac{u_2'}{s} [(r_1 \Delta_R + x_1 \Delta_I) \cos \alpha - (x_1 \Delta_R - r_1 \Delta_I) \sin \alpha] - j \frac{x_m}{\Delta^2} \Delta_R u_1 + j \frac{1}{\Delta^2} \frac{u_2'}{s} [(r_1 \Delta_R + x_1 \Delta_I) \sin \alpha + (x_1 \Delta_R - r_1 \Delta_I) \cos \alpha] \quad (7.9-27)$$

$$\dot{I}_m = \dot{I}_1 + \dot{I}_2' = \frac{1}{\Delta^2} \left\{ \left(\frac{r_2'}{s} \Delta_R + x_2' \Delta_I \right) u_1 + [(r_1 \cos \alpha - x_{1\sigma} \sin \alpha) \Delta_R + (r_1 \sin \alpha + x_{1\sigma} \cos \alpha) \Delta_I] \frac{u_2'}{s} \right\} + j \frac{1}{\Delta^2} \left\{ \left(x_2' \Delta_R - \frac{r_2'}{s} \Delta_I \right) u_1 + [(r_1 \sin \alpha + x_{1\sigma} \cos \alpha) \Delta_R - (r_1 \cos \alpha - x_{1\sigma} \sin \alpha) \Delta_I] \frac{u_2'}{s} \right\} \quad (7.9-28)$$

由上述电压、电流的关系可以看出, 当电机的参数及转差率 s 确定时, 根据电路的互易原理, 定、转子电流具有对称性和互易性。

由定子输入的电功率为 $S_1 = \dot{u}_1 \dot{I}_1 = P_1 + jQ_1$ 。 \dot{I}_1 为定子电流 \dot{I}_1 的共轭复量。

$$P_1 = \operatorname{Re}(S_1) = \operatorname{Re}(u_1 \dot{I}_1) = \frac{1}{\Delta^2} \left[\left(r_1 x_2'^2 + \frac{r_2'}{s} x_m^2 \right) u_1^2 + x_m (x_m x_2' - x_1 x_1') \frac{u_1 u_2'}{s} \right] \quad (7.9-29)$$

$$Q_1 = \operatorname{Im}(S_1) = \frac{u_1^2}{\Delta^2} \left\{ x_2' [(x_{1\sigma} + x_2') x_m + x_{1\sigma} x_2'] + \left(\frac{r_2'}{s} \right)^2 x_1 \right\} + \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} [\Delta_R \cos \alpha + \Delta_I \sin \alpha]$$

$$Q_1 = \frac{1}{\Delta^2} \left[\left(\frac{r_2'}{s} \Delta_I - x_2' \Delta_R \right) u_1^2 + x_m (\Delta_R \cos \alpha + \Delta_I \sin \alpha) \frac{u_1 u_2'}{s} \right] \quad (7.9-30)$$

在定子绕组电阻 r_1 、漏电抗 $x_{1\sigma}$ 、激磁电抗 x_m 的电功率为

$$p_{r1} = I_1^2 r_1, Q_{x1} = I_1^2 x_{1\sigma}, Q_{xm} = I_m^2 x_m$$

由定子进入气隙的电功率为

$$P_{g1} = P_1 - p_{r1} = \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[\left(r_1 x_2' - \frac{r_2'}{s} x_1 \right) \cos \alpha - \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right) \sin \alpha \right] \quad (7.9-31)$$

$$Q_{g1} = Q_1 - Q_{x1} - Q_{xm} = \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[x_2' u_1^2 - (r_1^2 + x_{1\sigma} x_1) \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 + \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[(x_m x_{1\sigma} - x_1 x_2' - r_1 \frac{r_2'}{s}) \cos \alpha + \left(r_1 (x_m - x_2') + \frac{r_2'}{s} x_1 \right) \sin \alpha \right] \right] \quad (7.9-32)$$

由转子输入的电功率为

$$S_2 = \frac{\dot{u}_2'}{s} \dot{I}_2' = \frac{u_2'}{s} (\cos \alpha + j \sin \alpha) \dot{I}_2' = P_2 + jQ_2 \quad (7.9-33)$$

式中: \dot{I}_2' 为定子电流 \dot{I}_2' 的共轭复量。

$$P_2 = -\frac{x_m}{\Delta^2} (\Delta_R \sin \alpha + \Delta_I \cos \alpha) \frac{u_1 u_2'}{s} + \frac{1}{\Delta^2} \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + r_1 x_m^2 + \frac{r_2'}{s} x_1^2 \right) \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \quad (7.9-34)$$

$$Q_2 = -\frac{x_m}{\Delta^2} (\Delta_I \sin \alpha - \Delta_R \cos \alpha) \frac{u_1 u_2'}{s} + \frac{1}{\Delta^2} (x_2' x_1^2 - x_1 x_m^2) \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \quad (7.9-35)$$

转子绕组电阻 r_2' 、漏电抗 $x_{2\sigma}$ 的电功率为

$$p_{r2} = I_2'^2 \frac{r_2'}{s}, Q_{x2} = I_2'^2 x_{2\sigma}$$

由转子励磁进入气隙的电功率为

$$p_{g2} = P_2 - p_{r2} = -\frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[\left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right) \sin \alpha - \left(r_1 x_2' - \frac{r_2'}{s} x_1 \right) \cos \alpha \right] \quad (7.9-36)$$

$$Q_{g2} = Q_2 - Q_{x2} = -\frac{x_{2\sigma}^2}{\Delta^2} x_m^2 u_1^2 + \frac{x_m}{\Delta^2} \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 (r_1^2 + x_{1\sigma} x_1) + \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[\left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m x_{1\sigma} \right) \cos \alpha - \left(r_1 (x_m - x_2') + \frac{r_2'}{s} x_1 \right) \sin \alpha \right] \quad (7.9-37)$$

由上述分析可以得到重要的关系式

$$P_{g1} = -P_{g2}, Q_{g1} = -Q_{g2}$$

4.2 稳态运行

交流励磁电源给转子励磁绕组馈电的频率为 $f_r = f_2 = sf_1$ 时, 转子的转速为 $\omega_r = (1-s)\omega_s$ 。当 $s > 0$ 时, 电机为次同步运行。励磁电压为 $\dot{u}_2' = u_2' e^{j\alpha} = u_2' (\cos \alpha + j \sin \alpha)$, 励磁电流为 \dot{I}_2' 。交流励磁电源馈电给转子的电功率为

$$P_2' = \operatorname{Re} [\dot{u}_2' (\cos \alpha + j \sin \alpha) \dot{I}_2'] = sP_2 \quad (7.9-38)$$

$$Q_2' = \operatorname{Im} [\dot{u}_2' (\cos \alpha + j \sin \alpha) \dot{I}_2'] = sQ_2 \quad (7.9-39)$$

同样, 转子绕组电阻 r_2' 、漏电抗 $x_{2\sigma}$ 的电功率为

$$p_{r2}' = I_2'^2 r_2' = sp_{r2}, Q_{x2}' = I_2'^2 x_{2\sigma} = sQ_{x2}$$

由转子励磁进入气隙的电功率为

$$P_{g2}' = P_2' - p_{r2}' = sP_2 - sp_{r2} = sP_{g2} = -sP_{g1} \quad (7.9-40)$$

$$Q_{g2}' = Q_2' - Q_{x2}' = sQ_2 - sQ_{x2} = sQ_{g2} = -sQ_{g1} \quad (7.9-41)$$

电机的总功率

$$P_m' = -3(P_{g1} + P_{g2}') = -3(1-s)P_{g1} = 3P_{g2}' \frac{1-s}{s} \\ Q_m' = -3(Q_{g1} + Q_{g2}') = -3(1-s)Q_{g1} = 3Q_{g2}' \frac{1-s}{s} \quad (7.9-42)$$

当 $s < 0$ 时, 电机处于超同步运行, 励磁电压为 $\dot{u}_2'' = u_2'' e^{-j\alpha} = u_2'' (\cos \alpha - j \sin \alpha)$, 励磁电流为 \dot{I}_2'' 。由交流励磁电源馈电给转子的电功率为

$$P_2'' = \operatorname{Re} [\dot{u}_2'' \dot{I}_2''] = \operatorname{Re} [u_2'' (\cos \alpha - j \sin \alpha) \dot{I}_2''] = sP_2 \quad (7.9-43)$$

$$Q_2'' = \operatorname{Im} [u_2'' (\cos \alpha - j \sin \alpha) \dot{I}_2''] = -sQ_2 \quad (7.9-44)$$

类似地, 可以得到关系式

$$p_{r2}'' = I_2''^2 r_2' = sp_{r2} \quad (7.9-45)$$

$$Q'_{x2} = -I_2'^2 s r_2' = -s Q_{x2} \quad (7.9-46)$$

$$P'_{g2} = P'_2 - p'_{r2} = s P_2 - s p_{r2} = s P_{g2} = -s P_{g1} \quad (7.9-47)$$

$$Q'_{g2} = Q'_2 - Q'_{x2} = -Q_2 + s Q_{x2} = -s Q_{g2} = s Q_{g1} \quad (7.9-48)$$

电机的总功率

$$\begin{aligned} P'_m &= -3(P_{g1} + P'_{g2}) = -3(1-s)P_{g1} = 3P'_{g2}(1-s)/s \\ Q'_m &= -3(Q_{g1} + Q'_{g2}) = -3(1-s)Q_{g1} = 3Q'_{g2}(1-s)/s \end{aligned} \quad (7.9-49)$$

电机的总机械功率和电磁转矩

$$\begin{aligned} P_m &= P_1 - p_{r1} + P'_2 - p'_{r2} = P_{g1} + s P_{g2} = (1-s)P_{g1} = \\ &= \frac{1-s}{s} P'_{g2} = 3(1-s) \left\{ \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] - \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \right. \\ &\quad \left. \left[\left(\frac{r_2'}{s} x_1 - r_1 x_2' \right) \cos \alpha + \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right) \sin \alpha \right] \right\} \end{aligned} \quad (7.9-50)$$

$$\begin{aligned} Q_m &= Q_1 - Q_{r1} - Q_{rm} + Q'_2 - Q'_{x2} = Q_{g1} - s Q_{g2} \\ &= (1-s)Q_{g1} = \frac{1-s}{s} Q'_{g2} \\ &= 3(1-s) \left\{ \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[x_{2\sigma}' u_1^2 - (r_1^2 + x_{1\sigma} x_1) \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \right. \\ &\quad \left. \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[(x_m x_{1\sigma} - x_1 x_{2\sigma}' - r_1 \frac{r_2'}{s}) \cos \alpha + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. (r_1 (x_m - x_{2\sigma}') + \frac{r_2'}{s} x_1) \sin \alpha \right] \right\} \end{aligned} \quad (7.9-51)$$

$$\begin{aligned} T_e &= -\frac{P_m}{(1-s)\omega_s} = \frac{3x_m^2}{\omega_s \Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \\ &\quad \frac{3x_m}{\omega_s \Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} \left[\left(r_1 x_2' - \frac{r_2'}{s} x_1 \right) \cos \alpha - \right. \\ &\quad \left. \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right) \sin \alpha \right] \end{aligned} \quad (7.9-52)$$

P_m 、 Q_m 进一步简化, 表示为

$$\begin{aligned} P_m &= 3(1-s) \left\{ \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] - \right. \\ &\quad \left. \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} B \sin(\gamma + \alpha) \right\} \end{aligned} \quad (7.9-53)$$

$$\begin{aligned} B &= \sqrt{\left(\frac{r_2'}{s} x_1 - r_1 x_2' \right)^2 + \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right)^2} \\ \gamma &= \arctan \frac{\left(\frac{r_2'}{s} x_1 - r_1 x_2' \right)}{\left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2 \right)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_m &= 3(1-s) \left\{ \frac{x_m^2}{\Delta^2} \left[x_{2\sigma}' u_1^2 - (r_1^2 + x_{1\sigma} x_1) \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] - \right. \\ &\quad \left. \frac{x_m}{\Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} D \cos(\beta + \alpha) \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D &= \sqrt{\left(r_1 (x_m - x_{2\sigma}') + \frac{r_2'}{s} x_1 \right)^2 + \left(r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_{2\sigma}' - x_m x_{1\sigma} \right)^2} \\ \beta &= \arctan \frac{r_1 (x_m - x_{2\sigma}') + \frac{r_2'}{s} x_1}{r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_{2\sigma}' - x_m x_{1\sigma}} \end{aligned} \quad (7.9-54)$$

由式(7.9-53)、式(7.9-54)可知, 定子电压一定时, 功率决定于转子电压、转差率 s 和 α 角, 也就是通常说的交流励磁电机励磁电流幅值、频率和相位的调节。

$$\begin{aligned} T_e &= -\frac{P_m}{(1-s)\omega_s} \\ &= \frac{3x_m^2}{\omega_s \Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \frac{3x_m}{\omega_s \Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} B \sin(\gamma + \alpha) \end{aligned} \quad (7.9-55)$$

由式(7.9-55)可以看出, 电磁转矩由三部分构成: 第一部分是由定子电压决定的电磁场切割转子绕组, 在转子中感应出的电流产生的转矩; 第二部分是由转子电压所决定的磁场切割定子绕组所产生的转矩; 第三部分是由定子和转子磁场相互作用产生的转矩, 与相位有关。

当 $s = 0$ 时, 即交流励磁电源的馈电频率为 $f_r = 0$ 直流, 类似于传统直流励磁时

$$\begin{aligned} P_m &= \lim_{s \rightarrow 0} P_m(s) \\ &= -\frac{r_1 x_m u_1^2}{r_2'^2 z_1^2} - \frac{x_m u_1 u_2'}{r_2' z_1^2} (x_1 \cos \alpha + r_1 \sin \alpha) \end{aligned} \quad (7.9-56)$$

当电机参数和转速确定时, 由电磁转矩可以确定稳定极限, $\frac{dT_e}{d\alpha} = 0$, 导出最大电磁转矩。

$$\alpha = \frac{\pi}{2} - \gamma = \arctan \frac{r_1 \frac{r_2'}{s} + x_1 x_2' - x_m^2}{r_1 x_2' - \frac{r_2'}{s} x_1} + k\pi \quad (7.9-57)$$

$$\begin{aligned} T_{\max} &= \frac{3x_m^2}{\omega_s \Delta^2} \left[\frac{r_2'}{s} u_1^2 - r_1 \left(\frac{u_2'}{s} \right)^2 \right] + \\ &\quad \frac{3x_m}{\omega_s \Delta^2} \frac{u_1 u_2'}{s} B \end{aligned} \quad (7.9-58)$$

当电机处于发电机状态运行时, 按上述分析, 定子电流的符号为负, 转子电流不变, 励磁电流不变。按上述分析方法推导, 可得到类似的结论。

4.3 交流励磁电源容量

由上述电磁关系可以看出, 交流励磁电源的容量为 S'_2 , 输入功率为 $S'_2 = P'_2 + jQ'_2$, 输出功率为 $S'_{g2} = P'_{g2} + jQ'_{g2}$ 。由关系式可以导出

$$P'_{g2} = -s P_{g1} = -\frac{s}{1-s} P_m, P_{g1} = \frac{1}{1-s} P_m, \left| \frac{P'_{g2}}{P_{g1}} \right| = s \quad (7.9-59)$$

$$Q'_{g2} = -s Q_{g1} = \frac{s}{1-s} Q_m, Q_{g1} = \frac{1}{1-s} Q_m, \left| \frac{Q'_{g2}}{Q_{g1}} \right| = s \quad (7.9-60)$$

交流励磁电源的功率因数为

$$\varphi_2 = \arctan \frac{\text{Im } I_2'}{\text{Re } I_2'} \quad (7.9-61)$$

其中 $\text{Im } I_2'$ 、 $\text{Re } I_2'$ 可见式(7.9-27)。

交流励磁电源的效率为

$$\eta = \frac{P'_{g2}}{P'_2} = \frac{P'_{g2}}{P'_{g2} + p'_{r2}} = 1 - \frac{p'_{r2}}{P'_{g2} + p'_{r2}} = 1 - \frac{p'_{r2}}{P'_2} \quad (7.9-62)$$

即无论有功功率, 还是无功功率, 其中转子交流励磁电源与定子工频馈电的容量比值为转差率 s , 即转差率 s 越大, 转子交流励磁电源的容量越大, 成正比增加。换言之, 双馈变速异步电机, 调速范围越宽, 转差率 s 越大, 交流励磁电源的容量越大。双馈变速异步电机的调速范围, 是依靠交流励磁电源的容量和成本增加来实现的, 即定子输出容量中, 其中有一部分来源于转子交流励磁电源, 其比值与转差率 s 成正比。依据水轮机的最优运行特性和水头变化范围, 确定双馈变速异步电机的调速范围, 从而确定交流励磁电源的容量和成本, 导出双馈变速异步电机的成本与电机转差率 s 的关系, 与控制系统的关系, 得到机组的综合经济指标。

5 交流励磁电源概述

双馈异步电机，转子采用低频交流励磁电源馈电。一般采用电力电子的变频器装置。由于它在双馈异步电机中，承担变速恒频的功能，通过变频器控制电机的转速、电压、有功功率及无功功率的调节。因此，对于交流励磁电源，除了对变频器的一般要求以外，它要满足对电机的功能要求。其主要的的基本要求如下：

(1) 频率范围，它与电机的可变速范围大小有关。电机可变速范围主要取决于拖动机械的负荷特性，如与水轮机或风力透平转轮特性有关。一般来说，可变速范围在额定转速上下，约为 $\pm(5\sim 10)\%$ ，即转差率为 $s=5\%\sim 10\%$ 。因此，变频器的频率调节范围 $f=(0\sim 5)\text{Hz}$ 或 $f=(0\sim 10)\text{Hz}$ 。一般来说， $f=0$ 是很困难的，或者说不可能的。在工程实用中，对可变速抽水蓄能电机，变频器的频率下限，一般取为 $f=1/50\text{Hz}$ (或 $f=1/60\text{Hz}$)。

(2) 变频器输出功率、电压、电流，与频率 f 有关，它是频率 f 的函数。特别应当考虑当电机运行于最大调速范围时，所要求的电压和电流。往往由于调速范围的增大，频率 f 的增加，转子的电压随频率 f 增加，电压幅值急剧增大。

(3) 变频器输出电压波形，即基波与谐波分量的大小、级次等。一般来说，变频器的输出，总不可避免的会含有一定的谐波分量。当谐波分量作用时，它将会直接在电机定子电压波形上产生时间谐波分量，引起电机电压波形畸变、电压波动等现象。因此，对于变频器的特性，时域、频域及系统的稳定性应提出明确要求。

实际变频器的输出波形除基波以外，还含有大量的谐波。为了评价变频器输出波形的质量，引入变频器性能指标：

- 1) 谐波系数(Harmonic Factor, HF)。
- 2) 总谐波畸变系数(Total Harmonic Distortion Factor, THD)。
- 3) 畸变系数(Distortion Factor, DF)。
- 4) 低次谐波(Lower-order Harmonic, LOH)。

6 交—直—交型变频器概述

本节简要介绍交—直—交型变频器的原理、控制系统及控制策略。根据双馈异步电机变速恒频的原理，要求电网经变频器对转子绕组馈电。经变频后，输入转子绕组的电压为低频交流电。其低频交流励磁电源的频率、幅值及相位角均可调节，以控制可变速双馈异步电机的转速、有功功率和无功功率。变频器可采用交—直—交型变频器或交—交型变频器。在大型可变速抽水蓄能电站中，日本日立公司研制的400MW大河内电站可变速抽水蓄能机组和德国西门子公司研制的300MW Goldisthal电站可变速抽水蓄能机组，均采用交—交型变频器和GTO晶闸管，为大型多电平12阶梯波桥式复合结构交—交型变频器。日本东芝公司研制的300MW可变速抽水蓄能机组，采用交—直—交型变频器，采用IGBT开关管。在大型风力发电机组中，广泛采用背靠背的双向PWM调制的交—直—交型变频器，采用IGBT开关管。三相PWM交—直—交型变频器可实现双向交流—直流变频能量传输，广泛应用于大型交流转动技术。

交—直—交变流电路包括整流电路(AC/DC)、中间直流电路(DC)和变频电路(DC/AC)。它是先将交流电整流变为直流，再将直流变频为交流。它是先整流、后变频电路的组合，故称为交—直—交变频电路。如图7.9-5所示。

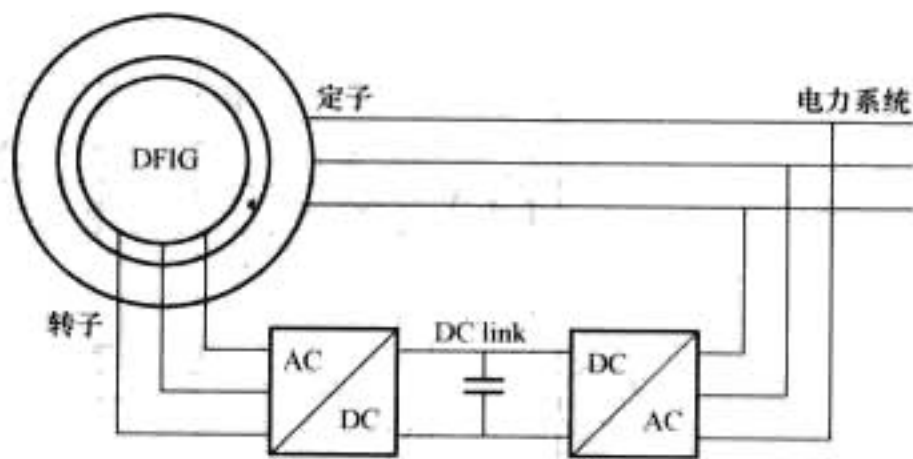


图 7.9-5 双馈异步电机及交—直—交变频电路原理图

根据负载的要求，电源与负载之间的能量要求能够双向流动，即不但能量能够从电网向负载传输，而且能够由负载向电网反馈能量，即实现能量双向流动。对于抽水蓄能机组，当可变速机组的转速低于同步速度时，转子绕组经由交流励磁电源从电网获得能量向绕组供电，电能是输入。当可变速机组的转速高于同步速度时，转子绕组经由交流励磁电源，从绕组获得能量向电网回馈电能，电能是输出。即构成转子绕组，经交—直—交变频器的能量双向传输系统。

在工程实际应用中，如在大型抽水蓄能可变速机组和大型风力发电机组中，大多采用背靠背的双向PWM调制的交—直—交变频电路，其整流电路和变频电路的结构可以完全相同。在交—直—交变频电路(AC/DC/AC)的电源侧，称为网侧，由定子电网经变压器与整流电路相连接，构成交流—直流变流电路(AC/DC)。通过PWM电路控制，可以使输入电流为正弦波，并与电源电压同相位，使输入功率因数为1.0，并且中间直流电路的电压可调节。在交—直—交变频电路(DC/AC)的负载侧，与转子绕组相连接，称为负载侧。由三相桥式PWM控制的直流—交流变频电路(DC/AC)，能使机组实现能量双向传输，并使机组能够实现四象限运行。在整流和变频的主电路中，采用全控型的开关器件，如GTO或IGBT、IGCT管，成本较高，控制较复杂。在大型可变速抽水蓄能机组中，大多采用AC/DC/AC多电平PWM变频电路。

7 交—交型变频器概述

本节简要介绍交—交型变频器的原理、控制系统及控制策略。交—交(AC/AC)变换电路是不通过中间的直流环节，而直接将电网频率的交流电变换成不同频率的交流电的电路，由于仅用一次变换电路，所以效率高。交—交变频电路亦称为周波变流器(Cycloconverter)。

对于大容量高电压的变频器，由于开关器件的容量受到限制，多采用多电平复合结构。通过几个变压器将多个三相桥式(单相桥式)变频器组成一个复合结构。当单个三相桥式变频器的容量不满足需求时，可采用2个、4个或8个三相桥式变频电路，而每个桥式变频电路的同一相的输出电压彼此相差一定的相角，通过几个变压器将各个三相变频器的输出电压复合矢量相加，输出一个总的变频电压，并适当地设计各变频器的变比和二次侧电压的连接方式，适当地设计安排各变频器输出电压的相位角，可消除总输出电压中的3、5、7、11、13等低次谐波，并调控变频器的基波电压大小。称此为复合结构变频器。基于此电路，出现了12阶梯波变频器和24阶梯波变频器等大型复合变频器，成为扩大变频器输出高压大容量的有效措施。

日立研制的400MW大河内抽水蓄能可变速电机，大型高压AC/AC变频器，采用三电平三相12阶梯波大型复合

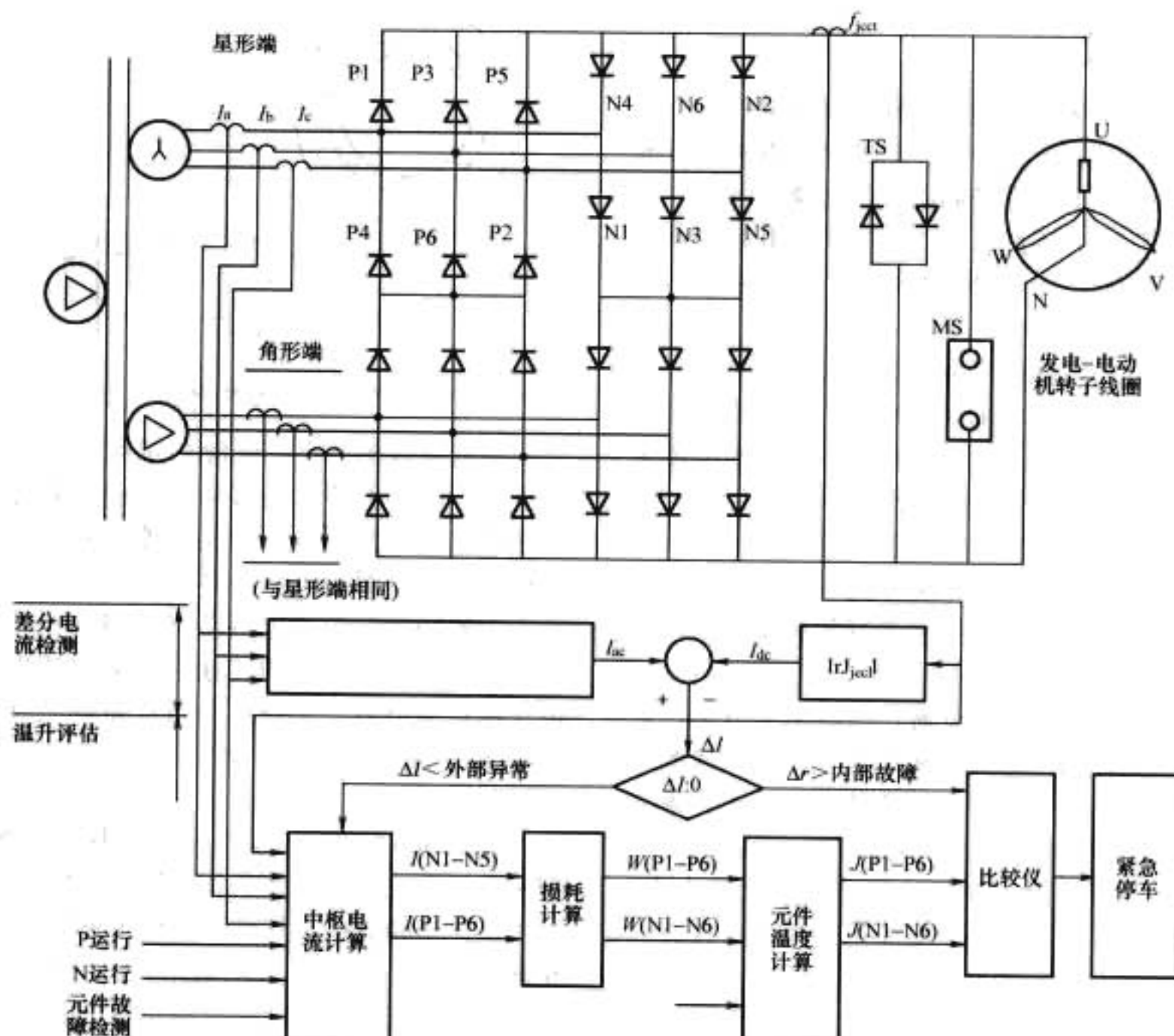


图 7.9-6 400MW 大河内抽水蓄能可调速机组交流励磁 AC/AC 变频器及其保护系统

变频电路，如图 7.9-6 所示。三相变频器由三个单相变频器组成，每个单相变频器又由三电平三相 12 阶梯波的大型复合变频电路组成，每个桥臂采用 3 个串联、3 个并联的大型 GTO 开关管，总共 72 只开关管组成。

为了保证交流励磁 AC/AC 变频器正常运行，对变频器采用了一系列的过电流和过电压保护系统。根据检测电流 ΔI 的信号，对于运行中可能发生的过电流现象，分为内部故障和外部事故两类。如果发现任何内部故障被检测到，出现 $\Delta I > 0$ ，保护系统将立即进入紧急停车状态。如果发现外部事故被检测出，则系统将检测变频器每个桥臂的开关管，并评估晶闸管的温度。如果检测结果是处于允许的范围，则机组可继续运行；否则，将采取紧急处理。采用计算机对 AC/AC 变频器的每个桥臂上的所有的 72 只晶闸管进行模拟计算，同时检测和识别机组的转子电流 I_{dect} 、AC/AC 变频器电流的扰动、晶闸管的电流以及水内冷晶闸管的进水温度等，所有的检测、计算和评估均由计算机进行控制。

过电压事故往往是由于一系列的事故，诸如在电力系统中，外部事故产生的瞬时过电压的脉动分量影响到交流励磁电源，从而产生由附加的励磁电流、励磁回路失磁及励磁回路开路等引起的一系列故障。

过去，传统的励磁系统对于过电压往往要求有很大的旁路回路。与此相反，可调速机组并不要求庞大的系统。因为在故障状态时，机组能够通过自动过电压检测系统，使有功功率变频，与反并联 P/N 组变频电路连接，使之处于变频状态。所以，它有能力保护机组，使之连续励磁运行。可调速机组的这一特点能够提高系统的稳定性，减小对故障模式的要求。显然，这一新技术是基于机组的有功功率控制、定子电压频率检测以及机组的过电压和过电流保护技术的研制成果。

西门子研制的 300MW 大型抽水蓄能 Goldisthal 电站，

可调速发电—电动机的交流励磁电源，也是采用大型高压 AC/AC 变频器，采用三电平三相 12 阶梯波大型复合变频电路，如图 7.9-7 所示。

德国西门子研制的 300MW 可调速抽水蓄能电站 (Goldisthal Pump-Storage Plant)，转子交流励磁电源采用 AC/AC 变频器 (Cyclo-Converter)，由 ALSTOM 制造。转子绕组的交流励磁电源，每相由两个正反组 (P-N) 反并联的 12 阶梯波大型复合变频器组成。额定电压为 3716V，额定电流为 8970A，额定功率为 100MVA，机组调速范围为额定转速的 $-10\% \sim +4\%$ 。为了避免发生过电压，采用环流运行方式。在 AC/AC 变频器的输出端，采用 CROW BAR 进行晶闸管的过电压和过电流保护，并使用 66Mvar 谐波宽频带滤波器，将它与 AC/AC 变频器并联，以补偿无功和消除由 AC/AC 变频器产生的谐波，增加向系统转送无功的能力。

应当指出，在双馈异步电机转子绕组和 AC/AC 变频器及过电压保护 CROW BAR 之间串联可变电阻 R ，这是一个新的结构。在正常运行时，可变电阻 R 的电阻值应为零。在电力系统故障期间，电阻 R 的电阻值应为最大。故障消除后，开关应换接到较小值。关于附加可变电阻 R 的电阻值应考虑机组的一系列故障，诸如单相短路（单相对地）、二相短路、三相短路等事故。一般来说，最频繁的事故是单相短路事故，三相短路相对于单相短路和二相短路要少些。当发生短路时，系统的电压降低应不低于额定电压的 50%。当系统发生故障时，AC/AC 变频器的触发脉冲应当关断，CROW BAR 保护应当触发，以保护变频器。同时，可变电阻 R 的开关应根据变频器的最大电流和机组的机械强度限制，将开关换接到最高值，以限制其驱动电流。可变电阻 R 减少了发电机振荡的电磁转矩。当机组的电磁转矩较小时，并且水轮机的水压力仍然是加速时，由于水轮机和水力流道

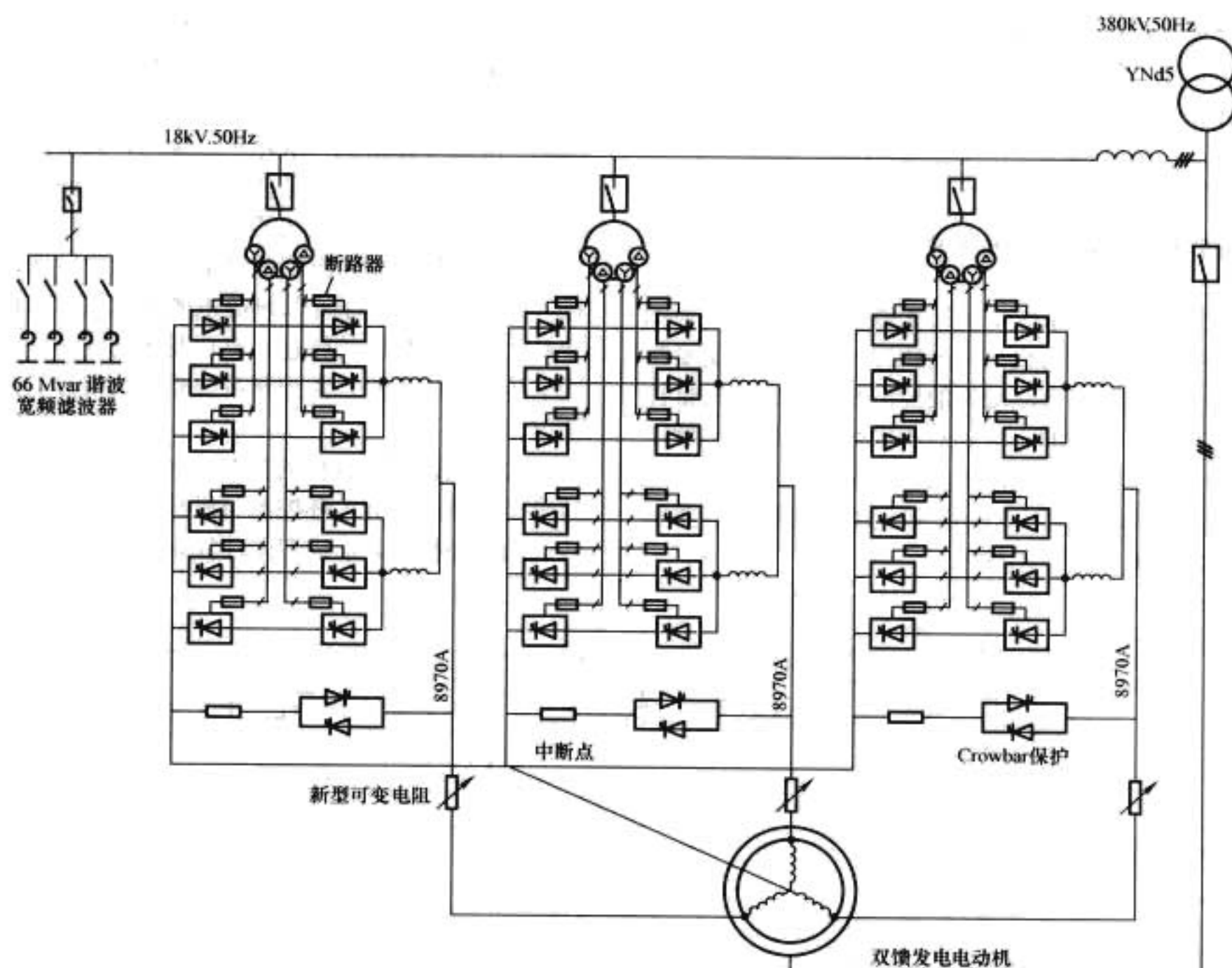


图 7.9-7 300MW Goldisthal 抽水蓄能调速机组交流励磁 AC/AC 变频器及其保护系统

的时间常数相对要大得多，水力的驱动力矩有一个相对延迟，以保持机组在变频器的速度范围运行。因此，当短路电流的超瞬变过程之后，可变电阻 R 的开关应换接到较小值。这个较小的可变电阻 R 值，应致使产生电磁转矩，阻止水轮机的加速力矩，维持机组运行。在可变电阻 R 的正确范围内，驱动维持在逆变器的运行速度范围内。

8 双馈异步电机的控制原理及控制系统

本节重点分析双馈异步电机的状态方程、控制系统和控制策略。

8.1 双馈异步发电机的数学模型

双馈异步发电机，为绕线式三相异步交流电机。定子量为 f_{abcs} 三相系统，按发电机惯例，负电流产生正磁链。转子量为 f_{abcr} 三相系统，采用电动机惯例，正电流产生正磁链。在定子静止坐标系 f_{abcs}

$$U_{abcs} = -r_s i_{abcs} + \frac{d\phi_{abcs}}{dt} \quad (7.9-63)$$

转子采用固定在转子上的以 ω_r 速度旋转的坐标系 f_{abcr}

$$U_{abcr} = r_r i_{abcr} + \frac{d\phi_{abcr}}{dt} \quad (7.9-64)$$

式中： U_{abcs} 、 U_{abcr} 、 i_{abcs} 、 i_{abcr} 、 r_s 、 r_r 、 ϕ_{abcs} 、 ϕ_{abcr} 分别为定、转子的电压、电流、电阻及磁链。

将定子物理量转换到以同步速 $\omega_e(\omega_1)$ 旋转的坐标系 f_{qdns} ，得到定子的电压方程式

$$U_{qdns} = -r_s i_{qdns} + \frac{d\phi_{qdns}}{dt} + \begin{bmatrix} 0 & \omega_e & 0 \\ -\omega_e & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \phi_{qdns} \quad (7.9-65)$$

将转子物理量也转换到以同步速 $\omega_e(\omega_1)$ 旋转的坐标系 f_{qdnr} ，

转子本身以 ω_r 的速度旋转，二者的相对速度为 $\omega_e - \omega_r = s\omega_e$ ， $s = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e}$ 为转差率。

$$U_{qdnr} = r_r i_{qdnr} + \frac{d\phi_{qdnr}}{dt} + \begin{bmatrix} 0 & s\omega_e & 0 \\ -s\omega_e & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \phi_{qdnr} \quad (7.9-66)$$

由此得到电机在定子以同步速度 $\omega_e = \omega_1 = 2\pi f_1$ 旋转的坐标系 f_{qdn} 下的状态方程为

$$\begin{bmatrix} U_{qs} \\ U_{ds} \\ U_{qr} \\ U_{dr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & -\omega_e L_s & 0 & \omega_e L_m \\ \omega_e L_s & -r_s & -\omega_e L_m & 0 \\ 0 & -s\omega_e L_m & r_r & s\omega_e L_r \\ s\omega_e L_m & 0 & -s\omega_e L_r & r_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \\ i_{qr} \\ i_{dr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & -L_s & 0 & L_m \\ -L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \\ i_{qr} \\ i_{dr} \end{bmatrix} \quad (7.9-67)$$

电机定转子的电压、磁链、电磁转矩及运动方程为

$$\begin{aligned} U_{qs} &= -r_s i_{qs} + \omega_e \psi_{ds} + p\psi_{qs} \\ U_{ds} &= -r_s i_{ds} - \omega_e \psi_{qs} + p\psi_{ds} \\ U_{qr} &= r_r i_{qr} + s\omega_e \psi_{dr} + p\psi_{qr} \\ U_{dr} &= r_r i_{dr} - s\omega_e \psi_{qr} + p\psi_{dr} \end{aligned} \quad (7.9-68)$$

$$\begin{aligned} \psi_{qs} &= -L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{ds} &= -L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qr} &= -L_m i_{qs} + L_r i_{qr} \\ \psi_{dr} &= -L_m i_{ds} + L_r i_{dr} \end{aligned} \quad (7.9-69)$$

$$P_e = \frac{3}{2} (U_{ds} i_{ds} + U_{qs} i_{qs}) \quad (7.9-70)$$

$$Q_e = \frac{3}{2} (U_{qs} i_{ds} - U_{ds} i_{qs}) \quad (7.9-71)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \left(\frac{n_p}{2} \right) (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (7.9-72)$$

$$\frac{J}{n_p} \frac{d\omega_r}{dt} = T_l - T_e \quad (7.9-73)$$

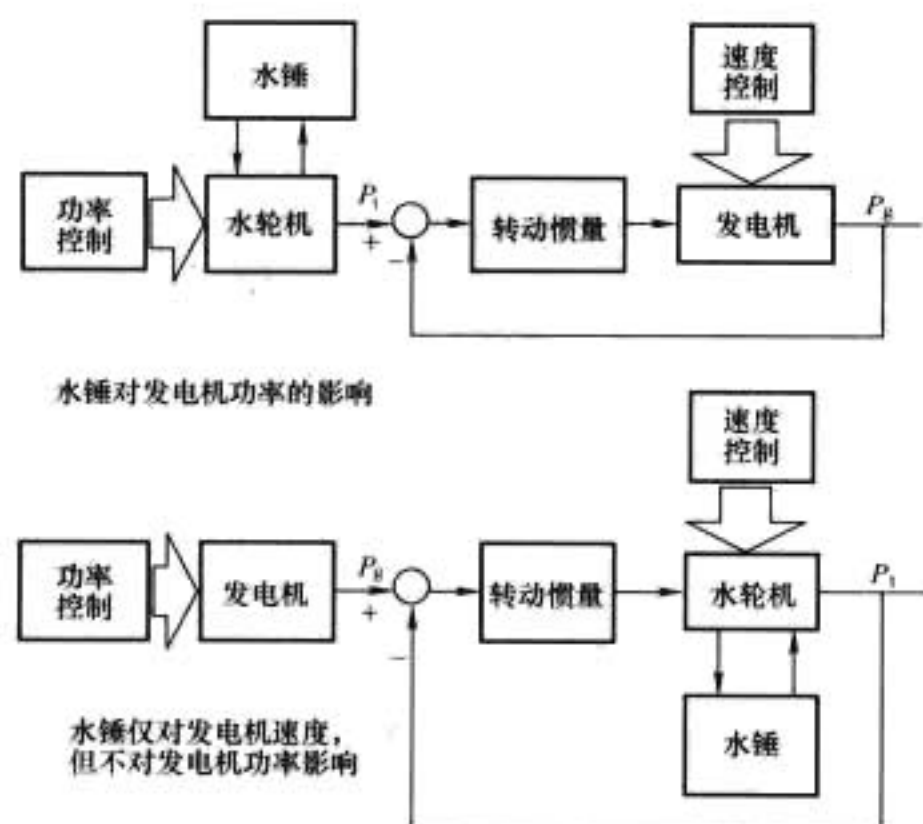


图 7.9-11 在发电机运行模式时，
两种可能控制系统的分析比较

8.5.2 水泵—电动机模式的控制系统的设计分析

(1) 要充分利用可调速机组转速可调的优越性，在水泵运行时，能够独立调节电动机有功功率的特色，使系统对有功的响应速度达最快。

(2) 要求对机组的转速能够正向地和独立地控制，甚至能够对系统的有功功率也能单独控制。在水泵运行工况时，对水泵的最根本要求是无论在什么运行情况下，在任何瞬变状态下，水泵绝不能进入逆流区域工况。为了达到这一点，必须仔细地协调导叶的开闭动作，以及它在任何过渡过程中转速变化之间的关系。如果转速不能独立地控制，则可能应按低于导叶打开的速率，以较慢的速率增加，或者按高于导叶的关闭的速率，以较快的速率减少。在电机进入逆流区域的情况下，将不可避免发生上述现象。因此，应当充分注意到这两种控制，转速控制和有功功率的控制二者协调一致。

(3) 必须具备自动连续检测电力系统的频率和自动根据频率检测的响应产生正偏压控制有功功率信号等自动化措施，以至于机组的有功输入能够自动地按稳定系统频率的方向调节。在水泵模式功能时，频率响应功率调节措施的作用，如同电力系统的负荷调节；同时，在发电机模式功能，相应的频率相应功率调节措施的作用，相当于一个原动机的调节器。自动频率响应措施应具有给出频率—功率相关调节的功能。

8.5.3 400MW 大河内可调速抽水蓄能机组的控制系统及策略

400MW 大河内可调速抽水蓄能电站发电—电动机组的系统如图 7.9-12 所示。

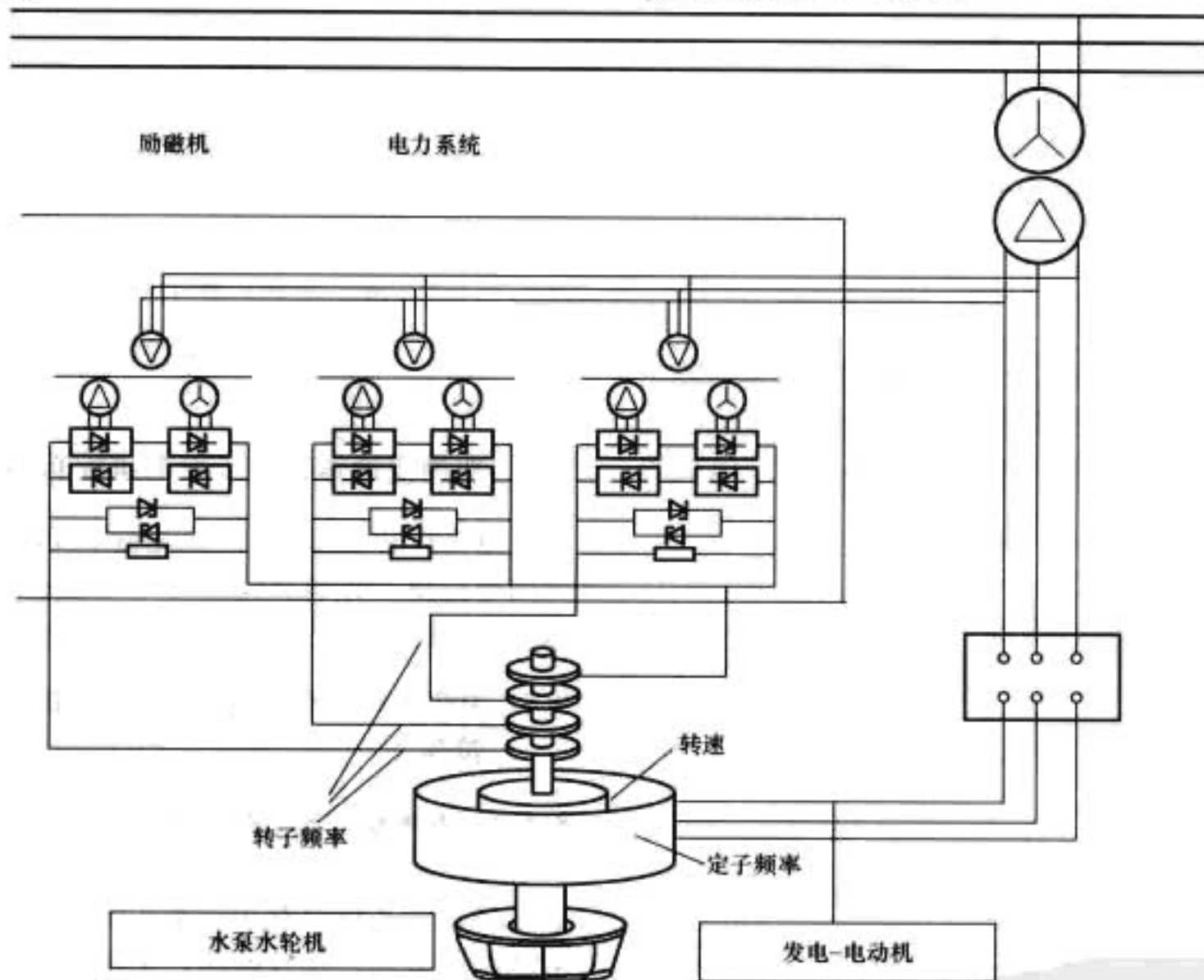


图 7.9-12 400MW 大河内可调速抽水蓄能电站发电—电动机组系统

8.5.3.1 可调速抽水蓄能机组控制系统的设计分析

对于可调速抽水蓄能发电—电动机机组控制系统，除了它的最优速度控制的优化能力以外，最具特色的是在发电机运行模式时向电网输出电能的独立调节和在水泵—电动机运行模式时从电网向电动机的输入功率的独立调节，即从水轮机的机械能输出和对水泵的机械能输入的分别的独立调节，特别是在水泵—电动机运行状态时的功率调节，是可调速电机的特点。

8.5.3.2 发电机模式的控制系统

基于上述发电机模式设计分析第(4)点自动频率调节的考虑，采用频率响应调节器。功率指令信号与频率响应调节的输出相结合，总功率指令信号直接给到自动功率调节

器，采用此信号控制发电机的实际有功功率，在任何瞬时始终与总功率指令信号匹配。使发电机模式时的第一点考虑能够实现。另一方面，总功率指令信号也被传输到导叶开度的前馈信号功能发生器，以产生正向信号，及时按要求的方向，控制导叶开度的动作。

此外，总功率指令信号也被传输到最优转速功能发生器，以产生对当前的总功率信号最适合的机组转速指令信号，控制调速器。调速器必须将机组的实际速度与速度指令信号相比较，然后控制导叶的开度，使实际速度与速度指令信号匹配一致。为了达到要求的稳定性，调速器 PID 的设置应按要求达到的稳定性和速度响应调节，如同在考虑到水泵水轮机上下游管路的水柱影响和机组惯性作用的影响时，

速度响应的要求一样,以实现发电机模式时的第(2)点考虑。

转速回拉控制对应于发电机工况下的第(3)点考虑,即调速器运行于发电机模式时,符合调节和快速响应,当上述速度调节是工作于水轮机状态的原动机调节器和相当较慢的调节。因此,当机组转速在低速和高速限制时,为了立即校正转速,采用转速回拉控制是适合的。

8.5.3.3 水泵工况模式的控制系统

根据水泵工况下控制系统设计的第(3)点分析,采用频率响应调节器。功率指令信号与频率响应调节器的输出相结合,并且总功率指令信号直接给自动功率调节器,采用控制电动机的输入功率,使之总是与瞬态的总功率指令信号相适应,匹配一致。这就实现了水泵工况下的第(1)点考虑。

另一方面,总功率信号也应输入到导叶最优开度信号发生器,根据当时发出的功率指令信号和水泵的实际扬程条件,利用此信号控制导叶开度,使其达到最优导叶开度位置。总功率指令信号也输入到最优转速信号发生器。使之产生与当前产生的总功率指令信号相适应的转速指令信号,调节器将实际转速与转速指令信号相比较,然后调节电动机,使实际转速与转速指令信号相适应。速度调节器的PID设置要按照所希望的响应速度和稳定性进行调节。在此情况下,两种控制,即速度控制和系统有功控制是同时满足并一致。如果两个信号发生器有任何的误差,而使水泵的输入功率和电动机的输出功率之间产生不平衡,调节器的输出将自动计算出,并产生校正信号,已达到消除不平衡所要求的程度。

两个功能信号发生器的时间常数将自动地转换,以适应输入功率信号的增加或减少,于是对于水泵工况下的第(2)点考虑就会自动地满足。

大河内可变速抽水蓄能电站机组的控制系统由一个导叶控制单元和一个交流励磁控制单元组成。调速运行时,对可变速机组的励磁控制有两个方案。一个方案是重点控制输出功率,使其固定在设定值,称之为功率主控法;另一个方案是通过快速励磁控制来实现对转子的转速调节,以使其维持在设定值,称之为转速主控法。

对大河内电站来说,采用“功率主控法”控制比采用转速主控法控制较合适。它通过交流励磁控制功率输出比通过导叶开度控制转速更快,即充分利用机组转动部件的机械能,用转动部件的飞轮惯性矩来控制转速和功率平衡。即在转子的转速偏离情况下,调速电机能够快速提供或消耗功率平衡,其动态响应加快。

在转速主控法中,在发电机工况下,当切除负荷时,导叶应旋转到相反的方向,机组就加速。因此,在此种方案中,需要改变控制系统。大河内电站可变速机组的控制方案如图7.9-13所示。

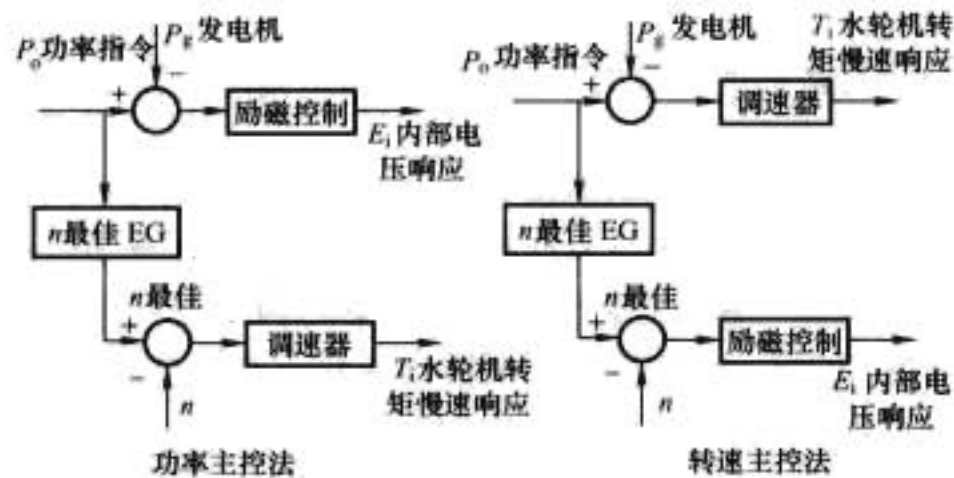


图 7.9-13 调速电机的控制方案

9 双馈异步电机的动态分析

本节重点分析双馈异步电机的动态性能及运行特性。双馈异步电机的动态性能涉及机组运行的稳定性及其瞬变过程,其中双馈异步电机的瞬变参数及特性是机组运行的重要参数。

双馈异步电机的电压及磁链方程式:由双馈异步电机的状态方程,在 f_{dq0} 坐标系中,可以导出双馈异步电机的电压方程式为

$$\begin{aligned} u_{ds} &= r_s i_{ds} + \omega_s \psi_{qs} + p\psi_{ds} \\ u_{qs} &= r_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + p\psi_{qs} \\ u_{dr} &= r_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + p\psi_{dr} \\ u_{qr} &= r_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + p\psi_{qr} \end{aligned} \quad (7.9-90)$$

磁链方程式为

$$\begin{aligned} \psi_{ds} &= -L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} &= -L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} &= -L_m i_{ds} + L_{rr} i_{dr} \\ \psi_{qr} &= -L_m i_{qs} + L_{rr} i_{qr} \end{aligned} \quad (7.9-91)$$

转矩方程式为

$$T_e = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \quad (7.9-92)$$

类似地,可以认为电机在瞬变过程中,转速是恒定不变的,即 $\omega^* = 1.0$ 。并可忽略定子磁链的变化,认为 $p\psi_{ds} = 0$, $p\psi_{qs} = 0$,在定子磁链的表达式中,消去转子电流,可以导出电机的瞬变电抗 X' 及 d 轴瞬变电抗 X'_d 后的瞬变电势 E'_d, E'_q 为

$$X' = \omega_s L' = \omega_s \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) \quad (7.9-93)$$

$$E'_d = \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{qr} \quad (7.9-94)$$

$$E'_q = -\frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{dr} \quad (7.9-95)$$

双馈异步电机的稳态和动态等值电路如图7.9-14所示。

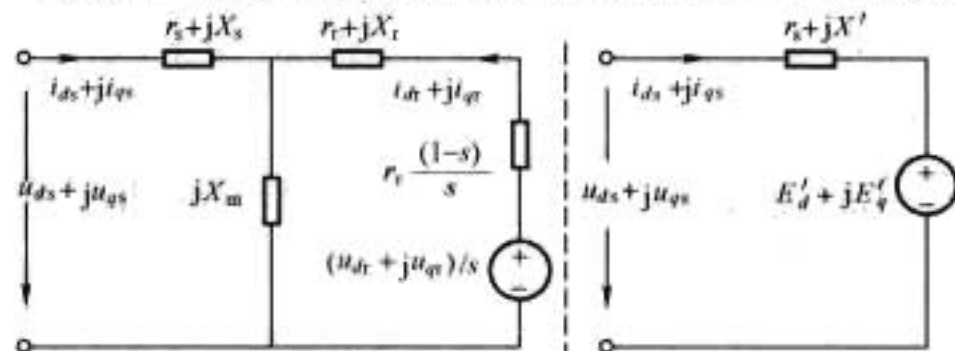


图 7.9-14 双馈异步电机的稳态和动态等值电路

电机瞬变电压方程式为

$$\begin{aligned} u_{ds} &= r_s i_{ds} - X' i_{qs} + E'_d \\ u_{qs} &= r_s i_{qs} + X' i_{ds} + E'_q \\ u_{dr} &= r_r i_{dr} - s\omega_s \frac{L_r}{\omega_s L_m} E'_d - \frac{L_r}{\omega_s L_m} \frac{dE'_q}{dt} \\ &= r_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\ u_{qr} &= r_r i_{qr} - s\omega_s \frac{L_r}{\omega_s L_m} E'_q + \frac{L_r}{\omega_s L_m} \frac{dE'_d}{dt} \\ &= r_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \end{aligned} \quad (7.9-96)$$

由此可导出瞬变电势为

$$\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} &= \frac{\omega_s L_m}{L_r} u_{qr} - \frac{\omega_s L_m}{L_r} r_r i_{qr} + s\omega_s E'_q \\ &= \omega_s u'_{qr} + s\omega_s E'_q - \frac{1}{T_0} [E'_d + (X - X') i_{qs}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{dE'_q}{dt} &= -\frac{\omega_s L_m}{L_r} u_{dr} + \frac{\omega_s L_m}{L_r} r_r i_{dr} - s\omega_s E'_d \\ &= -\omega_s u'_{dr} - s\omega_s E'_d - \frac{1}{T_0} [E'_q - (X - X') i_{ds}] \end{aligned} \quad (7.9-97)$$

式中: u'_{dr} 为 $\frac{\omega_s L_m}{L_r} u_{dr}$; u'_{qr} 为 $\frac{\omega_s L_m}{L_r} u_{qr}$ 。

双馈异步电机的电磁转矩为

$$\begin{aligned}T_e &= \frac{1}{\omega_s} (E'_d i_{ds} + E'_q i_{qs}) \\ &= \frac{1}{\omega_s} [u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} - r_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2)] \end{aligned} \quad (7.9-98)$$

当定子电阻 $r_s \approx 0$ 时

$$T_e \approx \frac{1}{\omega_s} (u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs}) \quad (7.9-99)$$

电机的功率为

$$P_s = u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} \quad (7.9-100)$$

$$Q_s = u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs} \quad (7.9-101)$$

转子的滑差功率为

$$P_r = u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} \quad (9.9-102)$$

$$Q_r = u_{qr} i_{dr} - u_{dr} i_{qr} \quad (9.9-103)$$

双馈异步电机的运动方程为

$$H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = T_m - T_e - k_D \Delta\omega_r \quad (9.9-104)$$

$$p\delta = \omega_0 \Delta\omega_r \quad (9.9-105)$$

式中: T_m 为电机的驱动转矩, 即原动机—水轮机的拖动转矩; H 为机组的惯性常数; k_D 为系统的阻力系数。

双馈异步电机的电磁转矩增量为

$$\Delta T_e = \psi_{dr0} \Delta i_{qs} + \Delta \psi_{dr} i_{qs0} - \psi_{qr0} \Delta i_{ds} - \Delta \psi_{qr} i_{ds0} \quad (9.9-106)$$

由此可导出电机的状态方程, 详细推导可参见本章 12 节, 双馈异步电机与电力系统并联运行分析。基于上述分析, 由电机的动态特性分析可以得到其动态特性、瞬变参数及与电网并联运行的特性。

10 光纤电流互感器在可调速抽水蓄能机组系统的应用与研究

近年来, 基于光纤技术的电流检测与监控系统已经得到发展与应用。光纤电流互感器 (Optical Current Transformer, OCT), 应用法拉第效应原理进行电流检测与监控。它与传统的电流互感器相比较, 具有一系列的优点, 特别是在电力电子系统应用中尤为突出, 其中包括无噪声、高绝缘可靠性、结构紧凑、体积小、重量轻、宽动态范围和高动态响应等一系列优点。

在大型风电机组和可调速抽水蓄能系统中, 转子通过变频器采用低频交流励磁, 转子电流的频率一般仅为几赫兹。在兆瓦级风电机组中, 转子电流为百安级, 尚可采用霍尔组件检测低频电流。但对于大型可调速抽水蓄能机组, 电流达近万安, 采用霍尔组件检测低频电流已不可能。对于日立公司研制的 400MW 大河内可调速抽水蓄能机组而言, 转子交流励磁电流的频率为 1/60~5Hz, 额定转子电流达 8000A (rms), 如此低的频率和巨大的电流是传统的大型水电机组所未出现的现象, 这是传统的饱和电抗器类的电流互感器所无法承担的任务。对于大型可调速抽水蓄能机组的转子交流励磁电源及系统, 由于转子电流是系统的状态变量, 机组的有功、无功及转速的控制, 与转子电流密切相关, 转子电

流的检测与控制是机组安全可靠运行的根本保证之一。因此, 大型可调速抽水蓄能机组, 其中交流励磁电源变频器及转子电流的检测和控制系统的设计与研制是所面临的一项新的重大的课题和任务。

对于日立公司研制的 400MW 大河内可调速抽水蓄能机组, 要求光纤电流互感器 (OCT) 测量最大电流为 35 000A, 额定电流为 8000A (rms), 频率为 1/60~5Hz, 在额定工况下, 光纤电流互感器 (OCT) 变比的误差小于 5%。光纤电流互感器 (OCT) 的主要技术数据如表 7.9-3 所示。

表 7.9-3 光纤电流互感器 (OCT) 的主要技术数据

项 目	数 据
系统电压	7.4kV(p)
额定电流	8000A(rms) (1/60~5Hz)
频 率	1/60~5Hz
直流瞬态电流	衰减持续时间小于 30s
系统响应	5ms 以内
光纤电流互感器的设定值	$\pm 35\,000\text{A(p)}/\pm 10\text{V(p)}$
在运行状态下互感器变比误差	额定电流的 $\pm 5\%$

10.1 光纤电流互感器 (OCT) 的基本原理及应用

10.1.1 基本原理

光纤电流互感器 (OCT) 应用光—磁效应或法拉第效应原理, 利用在纵向磁场作用下, 光的线性极化平面的偏转原理。光的旋转能够按关系式表达为

$$\theta = \mu VHL \quad (7.9-107)$$

式中: H 为磁场强度, A/m; L 为法拉第电势的光的路径长度, m; V 为 Verdel 常数, rad/A; θ 为极化路径的角偏转度数; μ 为磁导率。

当电流通过导体时, 在带电导体的周围会产生磁场。在光纤传感器中, 由于磁场的作用, 会使射入的光线发生偏转, 通过测量光线的偏转角的大小, 即可测定磁场的大小, 从而确定导体中电流的数值, 即法拉第效应原理。

10.1.2 光纤传感器

为了实现法拉第效应原理, 光纤传感器如图 7.9-15 所示。当从光射二极管 (LED) 射入的光通过光纤传输被偏振极化, 极化后光线被注入法拉第电池, 使其中一部分光束围绕带电导体产生偏转, 然后通过偏振分析器。偏振分析器将光分解为两个互相垂直的极化分量, 称之为 P—光束和 S—光束。偏振光 P—光束和 S—光束被光纤分别传输至光电变换模块 (O/E module)。

在光纤电流互感器中, 使光束围绕带电导体产生偏转。

$$\theta = \mu \oint H \cdot dL \quad (7.9-108)$$

由安培回路定理可导出, $\theta = \mu VI$, 偏转角度正比于电流, $\theta \propto I$ 。

一般来说, 线性的偏振光经反射后, 变成椭圆形的偏振光束。利用两个反射器在两个角落产生反射偏振光束。如图 7.9-15 所示, 偏振光束和分解器光束的轴线被安排成互相垂直的 90°角。导致法拉第偏转角转化为光线强度的变化, 关系式如下:

$$\begin{aligned}J_s &= J_0/2 \cdot (1 + \sin 2\theta) \\ J_p &= J_0/2 \cdot (1 + \cos 2\theta) \end{aligned} \quad (7.9-109)$$

式中: J_0 为入射光的强度; J_p 为 p—光束的强度; J_s 为 s—光

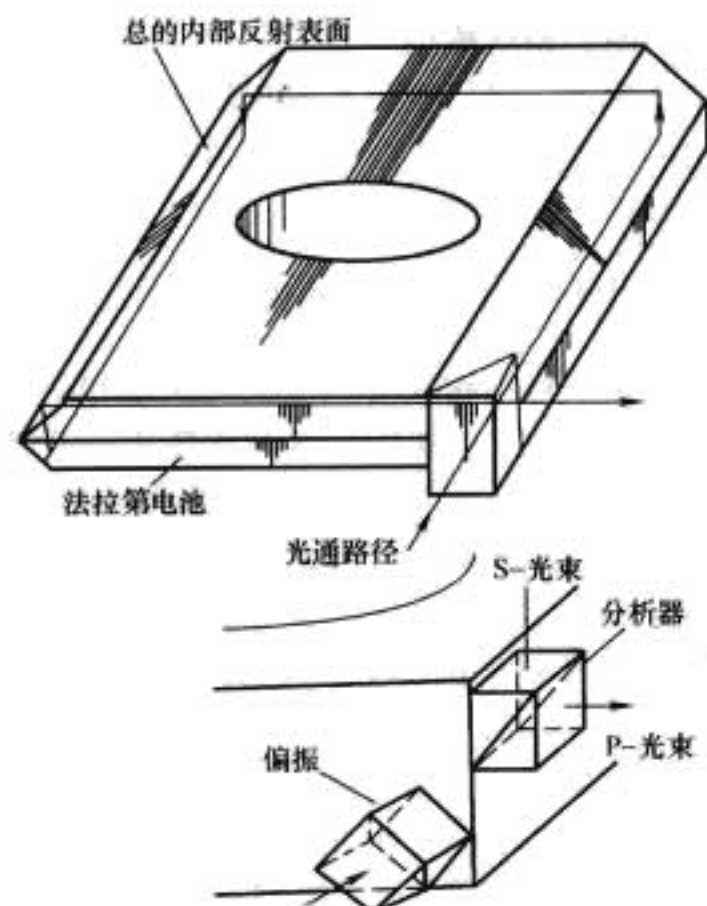


图 7.9-15 光纤传感器

束的强度。

10.2 光纤电流互感器 (OCT) 的应用

日立公司研制的 400MW 大河内抽水蓄能电站光纤电流互感器采用的光纤电流互感器的传感器如图 7.9-16 所示，其外形尺寸为 250mm × 250mm × 40mm，内孔直径为 165mm，传感器重量为 4.5kg，传感器设计为能通过额定电流为 8000A (rms)，100mm × 100mm 的导体。如采用传统的饱和电抗器设计，其外形尺寸至少要超过 1000mm 以上，重量达 2900kg，功率消耗为 8kW，发热量达 3000W 以上。

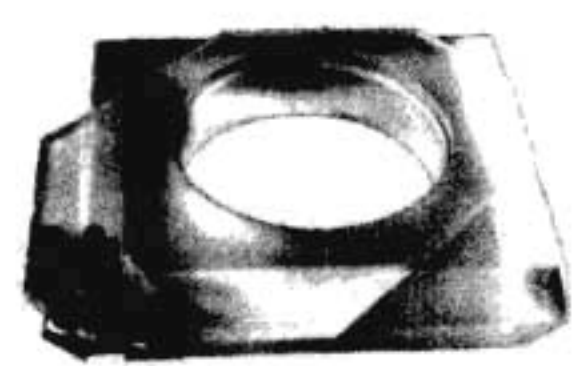


图 7.9-16 光纤电流互感器

10.3 光纤电流互感器的特性

光纤电流互感器的特性如图 7.9-17 所示，它表明光纤电流互感器的线性特性，在误差变比为 1% 时，线性度可达 35 000A (p)。如图 7.9-18 所示给出了光纤电流互感器的阶跃输入的响应。

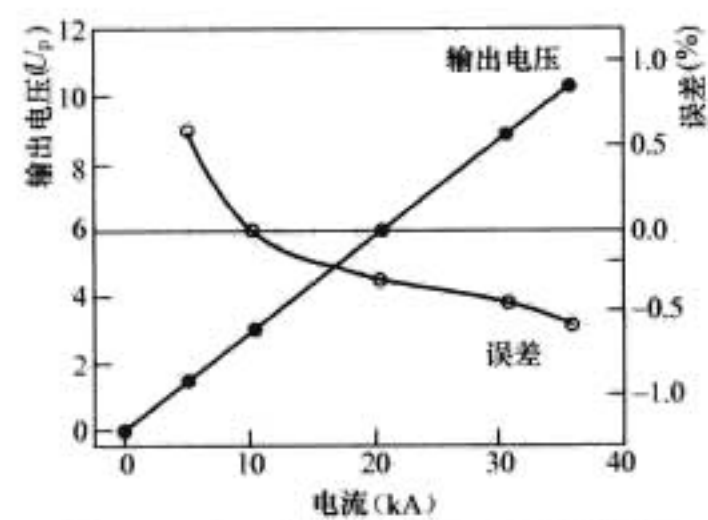


图 7.9-17 光纤电流互感器的输出电压与电流的关系

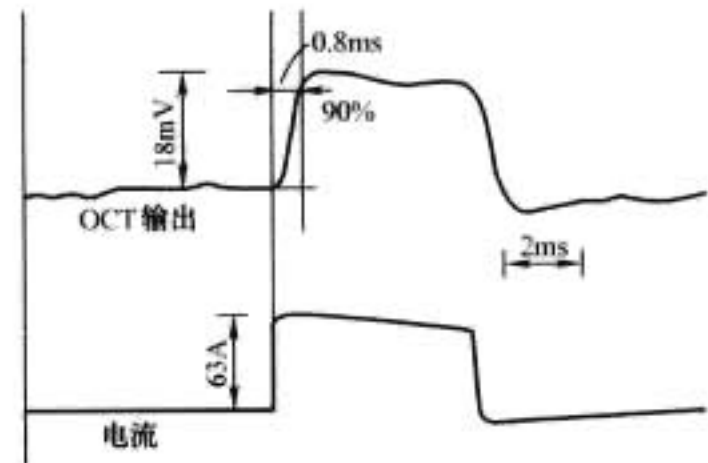


图 7.9-18 光纤电流互感器的阶跃响应特性

11 可调速水轮发电机组的转速和负荷控制

在大型抽水蓄能电站中，可调速水轮发电—电动机机组，它的转速和负荷的调节与控制是十分重要的，是运行的根本保证。一方面，是机组的模拟仿真、控制系统的设计；另一方面，是机组运行分析和最优控制，提高能效。因此，建立可调速抽水蓄能机组的数学模型，确定机组控制系统的参数、设计，进行机组最优控制和运行分析，是可调速机组设计和运行的重要任务。

11.1 水轮发电机组的数学模型

在大型抽水蓄能水电站中，其关键在于必须创建系统的数学模型。众所周知，由于实际系统是非线性的，多采用线性化处理，并且 PID 调节器被广泛应用于工程系统中。水轮发电机组系统模型，它包括水力流道、水泵—水轮机、水轮发电机、机组转子的动力模型、电液执行机构系统及机组控制系统等模型。

11.1.1 水力流道的模型

水力流道的动力模型是偏微分方程—波动方程。考虑到水流通过所选的流道中的平均流速比水锤流速波的速度要慢得多，因此，可以简化采用一维的平均流速的偏微分方程组数学模型。一方面，对于控制系统的模型能够简化；另一方面，研究仅对流道出口处的动态特性感兴趣。简化的水力流道模型能够导出，其流体在流道出口处的动压头 \dot{q}_{TC} 和在流道入口处的流量 \dot{h}_{TC} 的微分方程组。所建立的流道动态模型是二阶模型，其中在流道内的损失也包括在模型中。经线性化后，导出流道的传递函数为

$$F_{lg} = \frac{\Delta h_{TC}(s)}{\Delta q_T(s)} \tag{7.9-110}$$

11.1.2 水泵—水轮机模型

水轮机模型能够采用流体的流量函数 $f_Q(h_{TC}, w_N, y)$ 和功率函数 $f_P(h_{TC}, w_N, y)$ 来描述。显然，其模型是非线性的，它并不适合采用线性化的控制系统。因此，非线性的水轮机模型应当采用在运行点附近邻域线性化。对于运行点而言，动态分析系统能够通过运行点的变化来研究，以反映机组的动态行为，从而导出线性化的流量函数和功率函数为

$$\Delta q_T = b_{11} \Delta h_{TC} + b_{12} \Delta w_N + b_{13} \Delta y \tag{7.9-111}$$

$$\Delta P = b_{21} \Delta h_{TC} + b_{22} \Delta w_N + b_{23} \Delta y \tag{7.9-112}$$

式中： Δ 是偏离运行点的增量； $b_{i,j}$ 是水轮机的系数，可由水轮机的特性线性化导出，即功能函数在运行点对于变量 h_{TC} 、 w_N 、 y 的偏导系数； $b_{1,i}$ 是流量函数对变量的偏导数； $b_{2,i}$ 是功率函数对变量的偏导数

$$b_{11} = \frac{\partial q_T}{\partial h_{TC}} \Big|_{(h_{TC}, w_N, y)} \quad b_{12} = \frac{\partial q_T}{\partial w_N} \Big|_{(h_{TC}, w_N, y)}$$

$$b_{13} = \frac{\partial q_T}{\partial y} \bigg|_{(h_{TC}, w_N, y)} \quad (7.9-113)$$

$$b_{21} = \frac{\partial P}{\partial h_{TC}} \bigg|_{(h_{TC}, w_N, y)} \quad b_{22} = \frac{\partial P}{\partial w_N} \bigg|_{(h_{TC}, w_N, y)}$$

$$b_{23} = \frac{\partial P}{\partial y} \bigg|_{(h_{TC}, w_N, y)} \quad (7.9-114)$$

11.1.3 电液执行机构系统的模型

简化的电液执行机构系统，它包括闭环系统动态位置比例调节阀、液压接力器的运动等，简化的电液执行机构系统的模型如图 7.9-19 所示。液压接力器的位置控制系统如图 7.9-20 所示。

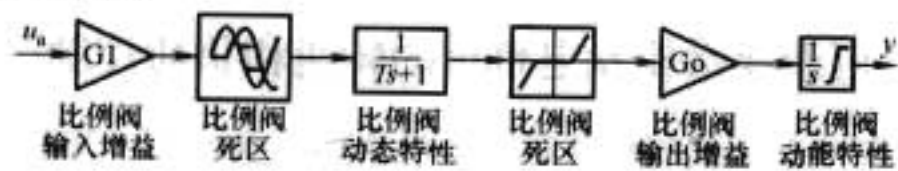


图 7.9-19 电液执行机构系统模型

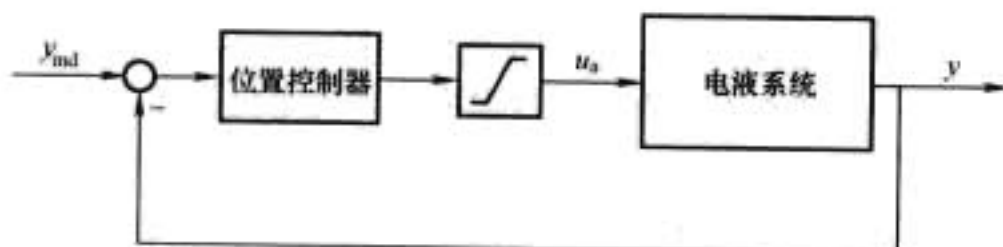


图 7.9-20 液压接力器位置控制图

当将电液执行机构位置系统的动态过程与整个水轮机的控制系统相比较，由于电液执行机构位置系统的动态过程很快，液压接力器位置控制系统能够用一阶单元模型表示。

$$F_{hy} = \frac{y}{y_{ref}} = \frac{1}{T_a s + 1} \quad (7.9-115)$$

式中： T_a 是液压接力器位置控制系统的时间常数； y 、 y_{ref} 分别是导叶开度和导叶开度的基准值。

11.1.4 水轮发电机组转动部件的动态模型

在水轮发电机组调速系统中，机组的动态模型能够仅用机组的转动惯量来表示。根据牛顿第二定律，可得到机组的运动方程式。即在本章第 9 节中描述的双馈异步电机的动态特性。

$$\dot{w}_N = \frac{1}{T_m w_N} (P - P_{el}) \quad (7.9-116)$$

$$T_m = \frac{J w_B^2}{P_B}, \quad w = w_N w_B$$

式中： P 为水轮机轴上的机械功率，标么值； P_{el} 为发电机的电功率，标么值； P_B 为基准功率，W； w 为机组的角速度，rad/s； J 为机组总的转动惯量，它包括机组所有的转动部件和流体沿旋转方向速度分量的转动惯量； w_N 为机组的旋转速度，标么值； w_B 为机组的基准旋转速度（一般是额定转速），标么值； T_m 为机组的时间常数，s。

机械功率 P 表示传输到电力系统的机械功率，并且假定能够忽略传输损耗。以标么值表示的电功率 P_{el} ，看作是影响控制水轮发电机组振荡的扰动。在水轮机调速器的设计中，集中研究围绕运行点附近的低频振荡，负荷的变化被看作正比于频率，并用阻尼系数表达。电功率 P_{el} 表示为

$$\Delta P_{el} = \Delta P_L + D_P \Delta w_N \quad (7.9-117)$$

式中： ΔP_L 为负荷的变化，标么值； D_P 为电网的阻尼系数，标么值。

一般来说， $D_P \approx 0.5 \sim 2.5$ 。假定水轮机和发电机的功率是相等的，并且机组的转速是额定转速，机组转子的线性化的动态模型能够表示为

$$\frac{\Delta w_N}{\Delta P - \Delta P_L} = \frac{1}{T_m s + D_P} \quad (7.9-118)$$

11.1.5 机组电力系统模型

基于上述模型，导出机组水轮机转速的变化关系式，机组转速的功能函数 $\Delta w_N = f(\Delta P_L, F_{wP}, \Delta y)$ ，从而确定机组的最优转速和最优运行方式。

11.2 水轮发电机组控制系统的设计

为了获得关于对水轮发电机组的频率和功率控制综合数学模型，上述水轮发电机组的线性化数学模型将被用于控制器的参数设计计算。为了表征在不同运行模式进行控制器的参数，频率调节器和功率调节器控制被分别研究。考虑到各种类型水轮机的实际特点和继电保护的要求，闭环控制系统的极点能够按所要求的特性布置，以保证机组运行的稳定性。

11.2.1 速度调节器

机组转速控制系统的框图如图 7.9-21 所示。

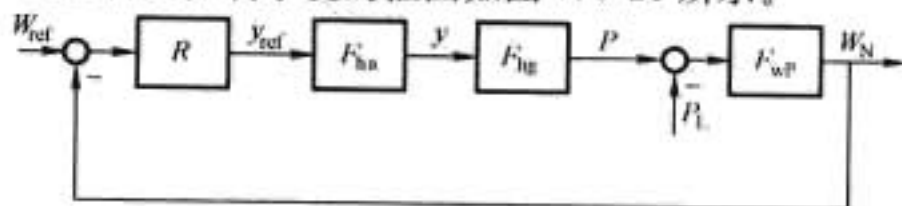


图 7.9-21 机组转速控制系统框图

其机组系统简化的传递函数为

$$F_{hn} = \frac{1}{T_a s + 1}; \quad F_{wP} = \frac{1}{T_m s + D_P}; \quad F_{hq} = -s T_w; \quad (7.9-119)$$

PID 调节器的传递函数为

$$R = K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s; \quad (7.9-120)$$

式中： K_P 为 PID 调节器的比例系数； K_I 为 PID 调节器的积分常数； K_D 为 PID 调节器的微分常数； T_w 为流道中流体的惯性时间常数。

由机组转速功能函数 $\Delta w_N = f(\Delta P_L, F_{wP}, \Delta y)$ 和导叶开度方程式，可导出水轮发电机组的传递函数。根据水轮发电机组的传递函数，能够采用系统的极点布置法，进行控制器设计。经过分析计算，按照控制理论的方法，控制器参数的设计，是由控制系统的动态响应所决定。由闭环系统极点确定的控制器参数，是基于控制系统所要求零点和极点的布置方法。对系统的零点和极点按所要求的特性布置，可以导出 PID 调节器的参数。

11.2.2 功率调节器

机组控制器合成的基础是线性系统。当机组与无限大电网相联时，控制器应当控制系统的电功率。机组功率控制系统的框图如图 7.9-22 所示。

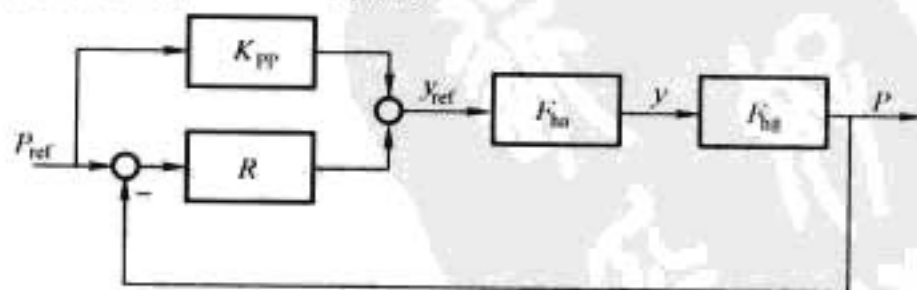


图 7.9-22 机组有功功率控制系统框图

机组系统功率相对于基准功率的变化所表示的传递函数为

$$\frac{P}{P_{ref}} = \frac{B_s (X_s K_{PP} + Y_s)}{A_s X_s + B_s Y_s} \quad (7.9-121)$$

式中： B_s 为控制系统传递函数 F_{hn} 、 F_{hq} 的分子； A_s 为控制系统传递函数 F_{hn} 、 F_{hq} 的分母； Y_s 为控制系统传递函数 R 的分

子; X_s 为控制系统传递函数 R 的分母; K_{PP} 为控制系统的前馈项。如果水轮机叶片的位置系统和液压接力器系统的传递函数为

$$F_{hm} = \frac{1}{T_h s + 1} \quad F_{hq} = -sT_w \quad (7.9-122)$$

PI 调节器的传递函数为

$$R = K_P + \frac{K_i}{s} \quad (7.9-123)$$

则机组系统功率的传递函数可导出。

同样的, 采用系统的极点布置法, 能够进行控制器设计。经过分析计算, 按照控制理论的方法, 对系统的零点和极点按所要求的特性布置, 可以导出 PID 调节器的参数。

研究指出简化的非线性模型用于可变速水轮发电机组, 对非线性模型在运行点附近所创建的线性化模型, 可用于机组控制系统的转速和有功调节的控制设计。控制器参数的设计, 是由控制系统的动态响应所决定。由闭环系统极点确定的控制器参数, 是基于控制系统所要求零点和极点的布置方法。机组实测试验和动态模拟仿真的一致性, 验证了对可变速水轮发电机组非线性模型创建的线性化模型的正确性。

12 可变速水轮发电机组的电网并联运行

对于可变速抽水蓄能机组, 它与常规同步电机相比, 具有一系列优点。但由于可变速机组的成本, 特别是价格昂贵的交流励磁电力电子装置, 机组的设备投资要增加。国外报道机组成本约增加 30%~50%。因此, 对于水电站来说, 要考虑综合投资和经济效益。一般来说, 对于安装 4 台机组的电站, 采用 2/4 布置, 即 2 台可变速机组, 2 台恒速常规机组, 以达到最优配置。在常规水电站中, 大多是由具有结构型式、参数和性能相同的机组组成。对于可变速水轮发电机组, 当它与大电网并联运行时, 即为可变速机组与常规机组并联运行, 由于二者参数和性能均不同。因此, 对于它们的并联运行, 机组的稳定性研究和最优控制, 值得进一步探索。

在电力系统中, 对于具有可变速抽水蓄能机组与常规机组并联运行的模型, 可以视为采用一台可变速抽水蓄能机组与一台常规机组并联运行, 即它们在同一抽水蓄能电站内, 经变压器、线路及中间变电站与无穷大电网母线相联, 如图 7.9-23 所示。

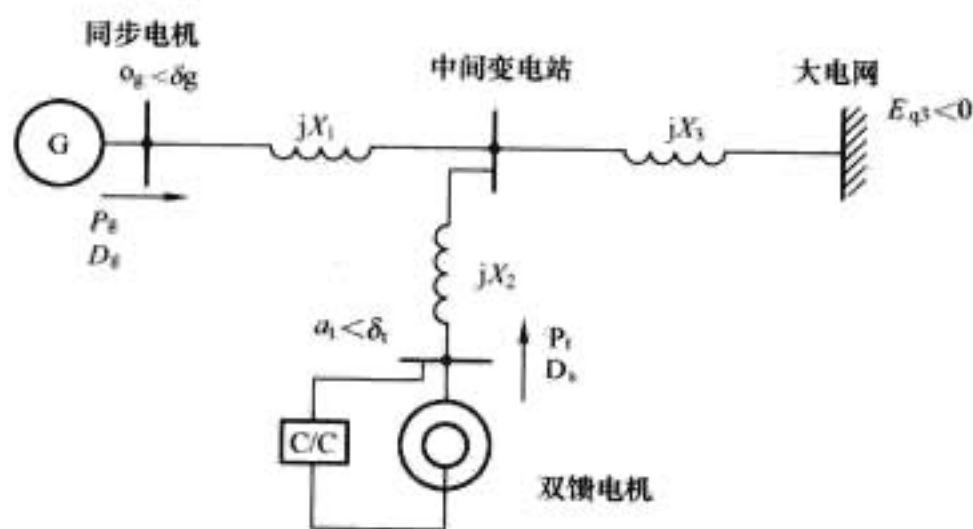


图 7.9-23 可变速机组与大电网并联运行

常规同步电机经线路及变压器阻抗 jX_1 与中间变电站相联, 可变速抽水蓄能机组经线路及变压器阻抗 jX_2 与中间变电站相联, 变电站经线路阻抗 jX_3 与无穷大电网母线相联。根据电路基本理论可以将双机并联的模型分解为二个子系统研究。

12.1 网络联结模型

根据电路基本理论, 假定母线的电压为 $E_{q3} \angle 0$, 常规同步电机的电压为 $E_q \angle \delta_q$, 可变速机组的电压为 $E_t \angle \delta_t$ 。在动态稳定时, 双机的瞬变电动势分别为 $E_q \angle \delta$ 及 $E'_q \angle \delta'$ 。由二端网络等效发电机定律, 从常规同步电机看母线的虚拟网路, 母线电压为 U_{e1} , 等效阻抗为 X_{e1} ; 从可变速机组看母线的虚拟网路, 母线电压为 U_{e2} , 等效阻抗为 X_{e2} 。

$$U_{e1} \angle \delta_{e1} = X_{e1} \left(\frac{E_q \angle \delta}{X' + X_2} + \frac{E_{q3} \angle 0}{X_3} \right) \quad (7.9-124)$$

$$U_{e2} \angle \delta_{e2} = X_{e2} \left(\frac{E_q \angle \delta}{X_q + X_1} + \frac{E_{q3} \angle 0}{X_3} \right) \quad (7.9-125)$$

$$X_{e1} = \frac{X_3(X' + X_2)}{(X' + X_2) + X_3} \quad (7.9-126)$$

$$X_{e2} = \frac{X_3(X_q + X_1)}{(X_q + X_1) + X_3} \quad (7.9-127)$$

式中: X_q 为同步电机的 q 轴同步电抗; X' 是双馈异步电机的瞬变电抗。

$E_q \angle \delta$ 为同步电机 q 轴电抗的电势; $E' \angle \delta'$ 是双馈异步电机的瞬变电抗的电动势。

由上述分析可以看出, 当无限大电网的母线电压恒定不变时, 同步电机的发电机端电压受到另一台双馈异步发电机的电动势的影响和波动, 或者说两台发电机的端电压是相互影响的。从电抗表达式可以看出, 其中线路阻抗 X_3 的影响较大, 如 X_3 值越大, 对 X_{e1} 、 X_{e2} 的影响越大; 反之, 对 X_{e1} 、 X_{e2} 的影响越小。

12.2 同步电机的动态模型

众所周知传统的同步电机模型, 由熟悉的 Parker 方程导出, 但应当指出, 在此情况下, 同步电机发电机端的母线电压是变化的, 它不等于无限大母线电压, 而是机端电压 $U_{e1} \angle \delta_{e1}$ 。同步电机的等效网络图如图 7.9-24 所示。

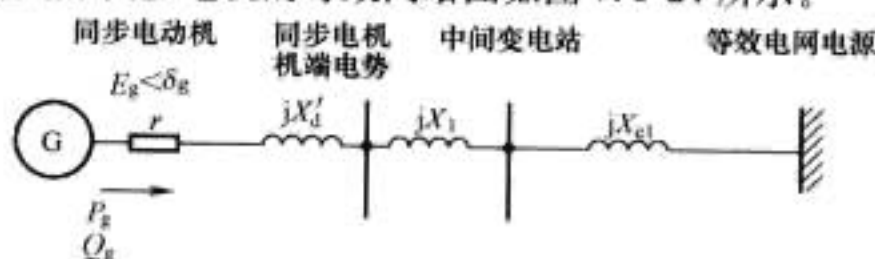


图 7.9-24 同步电机的等效系统

由同步电机的 Parker 方程, 由于机组的机械时间常数大大地大于电气时间常数, 可以认为电机在瞬变过程中, 电机的转速是恒定不变的, 即 $\omega = 1.0$ 。在定子磁链的表达式中, 消去转子电流, 可以导出电机的瞬变电抗 X'_d 及 d 轴瞬变电抗后的瞬变电势 E'_q 。

$$X'_d = X_L + \frac{X_{fd}}{X_f} X_{ad} = X_d - \frac{X_{ad}^2}{X_f} \quad (7.9-128)$$

$$E'_q = \phi_{fd} \frac{X_{ad}}{X_f} \quad (7.9-129)$$

同步电机的电压方程式为

$$\dot{E}_t = \dot{E}' - (r + jX'_d) \dot{I}_t \quad (7.9-130)$$

由此可导出同步电机在瞬变过程中, 电机的功角、转速、机端电压、励磁电压等是变量, 电机的状态方程, 按同步发电机正向假定的惯例, 可得出同步电机的电压及磁链方程式为

$$u_d = -R_a i_d - \omega_r \phi_q + p \phi_d$$

$$u_q = -R_a i_q + \omega_r \phi_d + p \phi_q$$

$$u_0 = -R_a i_0 + p \phi_0$$

$$u_{fd} = R_{fd} i_{fd} + p \phi_{fd}$$

$$\begin{aligned} 0 &= R_{1d} i_{1d} + p\psi_{1d} \\ 0 &= R_{1q} i_{1q} + p\psi_{1q} \end{aligned} \quad (7.9-131)$$

$$\begin{aligned} \psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{ad} i_{1d} \\ \psi_q &= -L_q i_q + L_{aq} i_{1q} \\ \psi_0 &= -L_0 i_0 \\ \psi_{fd} &= -L_{ad} i_d + L_{fd} i_{fd} + L_{fd} i_{1d} \\ \psi_{1d} &= -L_{ad} i_d + L_{fd} i_{fd} + L_{1d} i_{1d} \\ \psi_{1q} &= -L_{aq} i_q + L_{1q} i_{1q} \end{aligned} \quad (7.9-132)$$

电机的运动方程式为

$$\begin{aligned} p\Delta\omega_r &= \frac{1}{2H} (T_m - T_e - k_D \Delta\omega_r) \\ p\delta &= \omega_0 \Delta\omega_r \end{aligned} \quad (7.9-133)$$

在电机瞬变过程中,可忽略定子磁链的变化,认为 $p\psi_d = 0, p\psi_q = 0$, 并认为可忽略转子阻尼绕组的作用, 导出电机瞬变状态下的方程式为

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_r \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\psi}_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & b_{32} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta u_{fd} \end{bmatrix} \quad (7.9-134)$$

式中: $a_{11} = -\frac{k_D}{2H}; a_{12} = -\frac{k_1}{2H};$

$$a_{13} = -\frac{k_2}{2H}; a_{21} = \omega_0 = 2\pi f_0;$$

$$a_{32} = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} m_1 L'_{ads};$$

$$a_{33} = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} (1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads});$$

$$b_{11} = \frac{1}{2H}; b_{32} = \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{ad0}};$$

$$k_1 = n_1 (\psi_{ad0} + L_{aq0} i_{d0}) - m_1 (\psi_{aq0} + L'_{ads} i_{q0});$$

$$k_2 = n_2 (\psi_{ad0} + L_{aq0} i_{d0}) - m_2 (\psi_{aq0} + L'_{ads} i_{q0}) + \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} i_{q0};$$

$$m_1 = \frac{U_B (X_{Tq} \sin \delta_0 - R_T \cos \delta_0)}{D};$$

$$m_2 = \frac{X_{Tq} L_{ads}}{D(L_{ads} + L_{fd})};$$

$$n_1 = \frac{U_B (R_T \sin \delta_0 + X_{Td} \cos \delta_0)}{D};$$

$$n_2 = \frac{R_T L_{ads}}{D(L_{ads} + L_{fd})};$$

$$R_T = r_a + r_e;$$

$$X_{Tq} = X_e + (L_{aq0} + L_l) = X_e + X_{qs};$$

$$X_{Td} = X_e + (L'_{ads} + L_l) = X_e + X'_{ds};$$

$$D = R_T^2 + X_{Td} X_{Tq}.$$

12.3 可调速双馈异步电机动态模型

如上所述, 可调速双馈异步电机的动态分析可按第9章第9节双馈异步电机的动态模型。当可调速双馈异步电机与大电网并联运行时, 其网络系统图如图7.9-25所示。

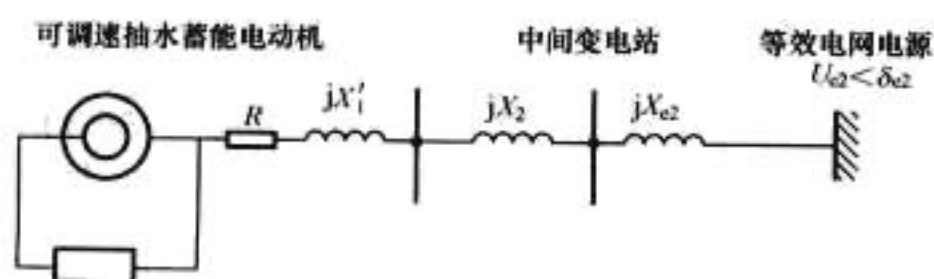


图 7.9-25 双馈异步电机的等效系统

由双馈异步电机的电压及磁链方程式

$$\begin{aligned} u_{ds} &= r_s i_{ds} + \omega_s \psi_{qs} + p\psi_{ds} \\ u_{qs} &= r_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + p\psi_{qs} \\ u_{dr} &= r_r i_{dr} - \omega_s \psi_{qr} + p\psi_{dr} \\ u_{qr} &= r_r i_{qr} + \omega_s \psi_{dr} + p\psi_{qr} \end{aligned} \quad (7.9-135)$$

$$\begin{aligned} \psi_{ds} &= -L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} &= -L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} &= -L_m i_{ds} + L_{rr} i_{dr} \\ \psi_{qr} &= -L_m i_{qs} + L_{rr} i_{qr} \end{aligned} \quad (7.9-136)$$

类似地, 可以认为电机在瞬变过程中, 电机的转速是恒定不变的, 即令系统的同步转速 ω_s 为标么值的基准值, $\omega_s = 1.0$ 。并可忽略定子磁链的变化, 认为 $p\psi_d = 0, p\psi_q = 0$, 在定子磁链的表达式中, 消去转子电流, 可以导出电机的瞬变电抗 X' 及 d 轴瞬变电抗 X' 后的瞬变电势为 E'_d 及 E'_q 。即可以导出双馈异步电机与大电网并联运行的等值电路如图7.9-26所示。

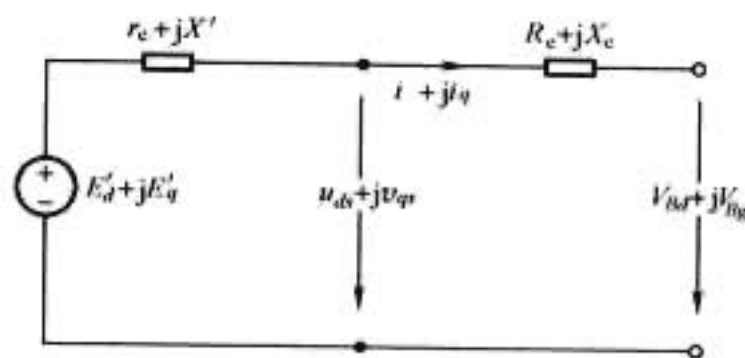


图 7.9-26 双馈异步电机与大电网的动态等效电路

$$X' = \omega_s L' = \omega_s \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) \quad (7.9-137)$$

$$E'_d = \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{qr} \quad (7.9-138)$$

$$E'_q = -\frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{dr} \quad (7.9-139)$$

双馈异步电机的电压方程式为

$$\begin{aligned} u_{ds} &= r_s i_{ds} - X' i_{qs} + E'_d \\ u_{qs} &= r_s i_{qs} + X' i_{ds} + E'_q \\ u_{dr} &= r_r i_{dr} - \omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\ u_{qr} &= r_r i_{qr} + \omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \end{aligned} \quad (7.9-140)$$

由上述分析可导出

$$\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} &= \omega_s u'_{qr} + \omega_s E'_q - \frac{1}{T'_0} [E'_d + (X - X') i_{qs}] \\ \frac{dE'_q}{dt} &= -\omega_s u'_{dr} - \omega_s E'_q - \frac{1}{T'_0} [E'_q - (X - X') i_{ds}] \end{aligned} \quad (7.9-141)$$

式中: $u'_{dr} = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} u_{dr}, u'_{qr} = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} u_{qr}; T'_0 = \frac{L_{rr}}{r_r}.$

当双馈异步电机与大电网并联运行时, 由图7.9-29可以导出系统的电压方程式。

无限大电网系统电压为

$$\dot{U}_B = U_{Bd} + jU_{Bq} = U_B \sin \delta + jU_B \cos \delta \quad (7.9-142)$$

式中: δ 为双馈异步电机与电网连接时, 双馈异步电机的功角。

双馈异步电机的电压、电流为

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= u_{ds} + ju_{qs} \quad \dot{I}_1 = i_{ds} + ji_{qs} \\ \dot{U}_1 &= \dot{U}_B - (R_e + jX_e) \dot{I}_1 \end{aligned} \quad (7.9-143)$$

$$= U_{Bd} + jU_{Bq} - [(R_e i_{ds} - X_e i_{qs}) + j(R_e i_{qs} + X_e i_{ds})] \quad (7.9-144)$$

$$(r_s + R_e) i_{ds} - (X' + X_e) i_{qs} = U_{Bd} - E'_d \\ = U_B \sin \delta - \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{qr} \quad (7.9-145)$$

$$(X' + X_e) i_{ds} + (r_s + R_e) i_{qs} = U_{Bq} - E'_q \\ = U_B \cos \delta + \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{dr} \quad (7.9-146)$$

令 $R_T = r_s + R_e$, $X_T = X' + X_e$, $\Delta = R_T^2 + X_T^2$, 即可导出电压方程式

$$R_T i_{ds} - X_T i_{qs} = U_{Bd} - E'_d = U_B \sin \delta - \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{qr} \quad (7.9-147)$$

$$X_T i_{ds} + R_T i_{qs} = U_{Bq} - E'_q = U_B \cos \delta + \frac{\omega_s L_m}{L_r} \psi_{dr} \quad (7.9-148)$$

式中: R_e 、 X_e 分别为双馈异步电机与电网连接时, 网络的参数等效电阻和电抗。

由此可求解系统的负荷表达式为

$$i_{ds} = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \sin \delta + X_T \cos \delta) + \frac{\omega_s L_m}{L_r} (X_T \psi_{dr} - R_T \psi_{qr})] \\ = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \sin \delta + X_T \cos \delta) - (R_T E'_d + X_T E'_q)] \quad (7.9-149)$$

$$i_{qs} = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \cos \delta - X_T \sin \delta) + \frac{\omega_s L_m}{L_r} (R_T \psi_{dr} + X_T \psi_{qr})] \\ = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \cos \delta - X_T \sin \delta) + (X_T E'_d - R_T E'_q)] \quad (7.9-150)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \omega_s u'_{qr} + \omega_s E'_q - \frac{1}{T_0} [E'_d + (X - X') i_{qs}] \\ = (\omega_s + k_r R_T) E'_q - \frac{1}{T_0} (1 + k_r X_T) E'_d + \omega_s u'_{qr} - k_r U_B (R_T \cos \delta - X_T \sin \delta) \quad (7.9-151)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = -\omega_s u'_{dr} - \omega_s E'_d - \frac{1}{T_0} [E'_q - (X - X') i_{ds}] \\ = -(\omega_s + k_r R_T) E'_d - \frac{1}{T_0} (1 + k_r X_T) E'_q - \omega_s u'_{dr} + k_r U_B (R_T \sin \delta + X_T \cos \delta) \quad (7.9-152)$$

式中: $k_r = \frac{X - X'}{\Delta \cdot T_0}$ 。

可导出系统电流的增量为

$$\Delta i_{ds} = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \cos \delta - X_T \sin \delta) \Delta \delta - (R_T \Delta E'_d + X_T \Delta E'_q)] \quad (7.9-153)$$

$$\Delta i_{qs} = \frac{1}{\Delta} [-u_B (R_T \sin \delta + X_T \cos \delta) \Delta \delta + (X_T \Delta E'_d - R_T \Delta E'_q)] \quad (7.9-154)$$

电机的电磁转矩为

$$T_e = \frac{(E'_d i_{ds} + E'_q i_{qs})}{\omega_s} \quad (7.9-155)$$

将上述表达式代入电机的电磁转矩方程式, 可导出

$$T_e = \frac{1}{\omega_s} \frac{1}{\Delta} \{ u_B [(E'_d R_T - E'_q X_T) \sin \delta + (E'_d X_T + E'_q R_T) \cos \delta] - R_T^2 (E_d^2 + E_q^2) \} \quad (7.9-156)$$

$$\text{令 } I'_d = \frac{1}{\Delta} (E'_d R_T - E'_q X_T), I'_q = \frac{1}{\Delta} (E'_d X_T + E'_q R_T),$$

且在标么值中 $\omega_s = 1.0$ 。

电磁转矩的增量为

$$\Delta T_e \approx dT_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial T_e}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial T_e}{\partial E'_q} \Delta E'_q \quad (7.9-157)$$

由此可导出电磁转矩的增量为

$$\Delta T_e = u_B (I'_{d0} \cos \delta_0 - I'_{q0} \sin \delta_0) \Delta \delta - (I'_{d0} - i_{d0}) \Delta E'_d - (I'_{q0} - i_{q0}) \Delta E'_q \quad (7.9-158)$$

$$\text{式中: } I'_{d0} \Big|_{\substack{\delta=\delta_0 \\ E'_d=E'_{d0}, E'_q=E'_{q0}}} = \frac{1}{\Delta} (E'_{d0} R_T - E'_{q0} X_T)$$

$$I'_{q0} \Big|_{\substack{\delta=\delta_0 \\ E'_d=E'_{d0}, E'_q=E'_{q0}}} = \frac{1}{\Delta} (E'_{d0} X_T + E'_{q0} R_T)$$

$$i_{d0} = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \sin \delta_0 + X_T \cos \delta_0) - (R_T E'_{d0} + X_T E'_{q0})]$$

$$i_{q0} = \frac{1}{\Delta} [u_B (R_T \cos \delta_0 - X_T \sin \delta_0) + (X_T E'_{d0} - R_T E'_{q0})]$$

双馈异步电机的运动方程

$$H \frac{d\Delta \omega_r}{dt} = T_m - T_e - k_D \Delta \omega_r \quad (7.9-159)$$

$$p\delta = \omega_s \Delta \omega_r' \quad (7.9-160)$$

式中: T_m 为电机的驱动转矩, 即原动机—水轮机的拖动转矩; H 为机组的惯性常数; k_D 为系统的阻力系数。

鉴于上述分析可导出电机的状态方程

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{E}'_d \\ \Delta \dot{E}'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ \omega_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \\ \Delta E'_d \\ \Delta E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \omega_s \\ 0 & -\omega_s & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ u'_{dr} \\ u'_{qr} \end{bmatrix} \quad (7.9-161)$$

式中: $a_{11} = -\frac{k_D}{2H}$; $a_{12} = -\frac{U_B}{2H} (I'_{d0} \cos \delta_0 - I'_{q0} \sin \delta_0)$; $a_{13} = \frac{1}{2H} (I'_{d0} - i_{d0})$; $a_{14} = \frac{1}{2H} (I'_{q0} - i_{q0})$; $a_{32} = -k_r U_B (R_T \cos \delta_0 - X_T \sin \delta_0)$; $a_{33} = -\frac{1}{T_0} (1 + k_r X_T)$; $a_{34} = \omega_s + k_r R_T$; $a_{42} = k_r U_B (R_T \sin \delta_0 + X_T \cos \delta_0)$; $a_{43} = -(\omega_s + k_r R_T)$; $a_{44} = a_{33}$ 。

12.4 可调速双馈异步电机与凸极同步电机的并联运行

由上述分析, 可以分别得到可调速双馈异步电机及凸极同步电机并联运行的状态方程, 二者的状态方程均是建立在统一的大电网的坐标系中, 为多机系统的动态稳定的分析, 建立了统一的平台。关于多机系统的动态稳定分析, 实质上是将多机的状态方程联立求解。通过联立求解可调速双馈异步电机及凸极同步电机并联运行的状态方程的特征根, 即可进行系统的稳定性分析。关于联立求解大系统的特征根的分析 PEALS (The Program for Eigenvalue Analysis of Large System), 可以采用 AESOPS 方法 (The Analysis of Essen-

tially Spontaneous Oscillations in Power System) 或者 SMA 方法 (The Selective modal Analysis)、修正的 MAM 方法 (The Modified Arnoldi Method) 等方法。

13 双馈异步电机的发展和应用

本节简要介绍和分析双馈异步电机在水电、风电的发展和

应用。
20 世纪 90 年代以来, 日本日立、东芝等公司在日本建立了以大河内、葛野川为代表的一批大型抽水蓄能电站, 德国西门子兴建了欧洲最大的抽水蓄能电站——Goldisthal 电站。新近开发研制的可调速双馈异步电机在大型抽水蓄能电站得到发展和应用。在大型水电国际会议上, 日本日立、东芝公司高度评价和展望了可调速双馈异步电机的优越性, 提出可调速双馈异步电机是 21 世纪大型水电发展的方向和必然趋势。

当今世界, 风力发电是当前世界生态经济中最具活力、增长最快的清洁能源产业。自 20 世纪 90 年代中期以来, 世界上风力发电以 30% 的年增长速度迅猛发展, 远远高于其他能源的增长, 风电的发展给人们展示了一个美好的前景。

在琳琅满目的风电机组中, 发展最快、应用最广、容量最大的风力发电机是大型双馈变速恒频异步电机, 它占据着主导地位。风电之所以能够得到迅猛发展, 它是得益于双馈变速恒频交流异步电机的技术和发展。双馈变速恒频异步电机, 成为大型风力发电主要的推动力。

90 年代后期以来, 兆瓦级风电机组得到了飞速发展。当前, 丹麦、德国、西班牙及印度等国都先后研制成功了 1~5MW 的风力发电机组, 我国也已开始了兆瓦级风力发电机组的研制。

由于风速变化的随机性, 为了提高机组效率, 适应风速变化所引起风能的变化, 以确定风机转速的变化, 风电机组应按最大效率跟踪, 最优控制捕获风能, 即风能最优控制 (MPPT)。

双馈变速恒频风力发电机组, 其系统由风机、增速齿轮箱、风力发电机、变频器及控制系统等组成, 交流励磁控制器通过控制转子侧变频器的输出电压的幅值、频率、相位, 调节发电机的有功、无功及转速, 使电机处于次同步、超同步运行。

对于兆瓦级双馈风电机组, 一般多采用背靠背的双向 PWM 交—直—交电压型变频器, 采用定子磁链定向的矢量控制原理。

13.1 风机的功率模型

风能源于自然界空气流动时的温度和压力差, 风速取决于多种自然现象影响, 而风能是正比于风速的立方, 功率为

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 \quad (7.9-162)$$

式中: ρ 为空气密度; R 为风叶扫掠空气面积的半径; v 为风速。

然而, 风能中仅其中部分能够转化为机械能

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 v_w^3 \quad (7.9-163)$$

式中: C_p 为功率系数, 为无量纲量, 取决于风轮机的机械特性和风轮转桨叶片的相对速度之比。叶尖系数 λ , 它取决于叶片尖的速度与风速之比, $\lambda = \frac{\Omega_1 R}{v_w}$ 功率系数的最大值

C_p , 是相对于某一特定的叶尖系数 λ 。图 7.9-27 给出了典型的 $C_p(\lambda)$ 的曲线。

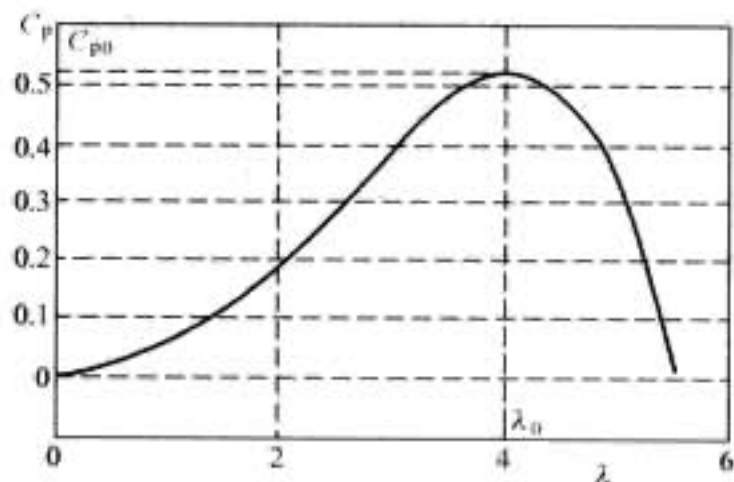


图 7.9-27 功率系数 C_p 与叶尖系数 λ 曲线 $C_p(\lambda)$

根据功率曲线可以建立一条风能的机械能最大值相对于发电机 (或风轮机) 的转速曲线, 以风速为参数。由此可以看出, 风力发电机的输出功率是风轮机转速的函数。当采用变速运行时, 双馈变速异步电机, 可以通过采用变节距调节和改变风机的转速, 获得最佳效率, 即获最大风能的捕获。实现风力发电机按最大效率跟踪。如图 7.9-28 所示。

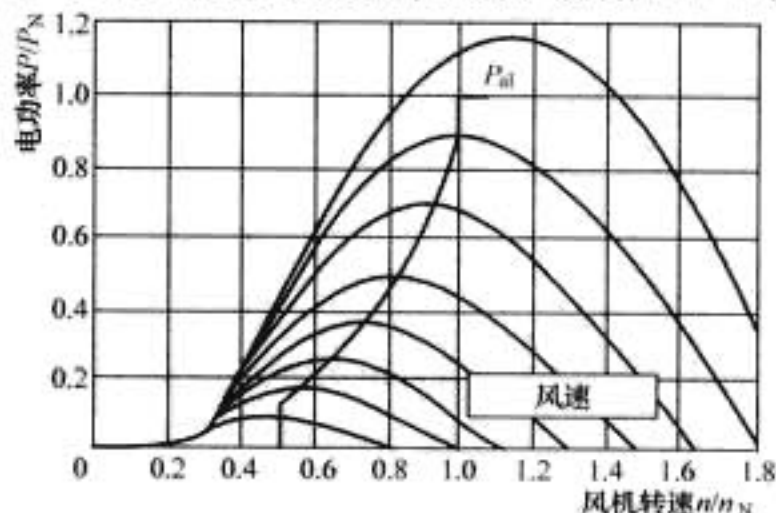


图 7.9-28 风能机械能与风机转速曲线 $P_m(\Omega_1)$

当风机处于低速运行时, 风机的节距控制角, 一般是固定不变的。通过调节风机的转速, 即改变双馈异步电机的转速, 以变速恒频获得最大风能的捕获, 提高机组的效率。当风速达到最大风速时, 风机受到最大功率输出时, 通过改变节距控制角, 实现风机得最大功率输出。风电机组的功率—转速控制策略如图 7.9-29 所示。

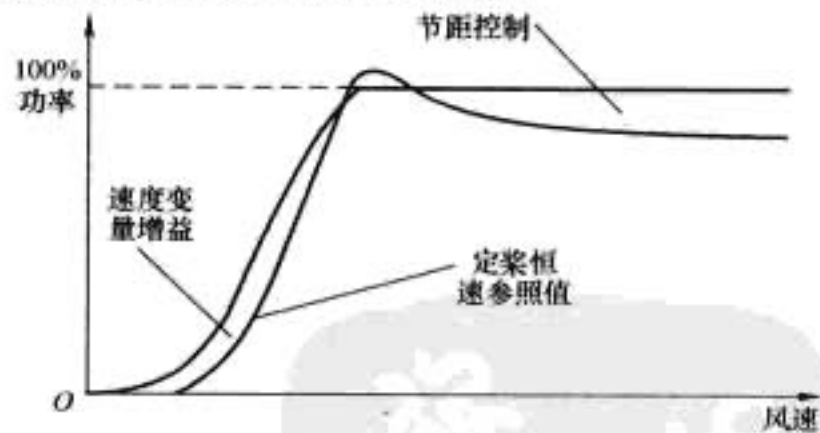


图 7.9-29 风机的效率—转速曲线

13.2 双馈异步发电机的控制系统及控制策略

对兆瓦级的风机而言, 交—直—交电压源变频器是目前应用最广泛的一种变频器。双馈变速恒频风力发电机系统中的转子侧变频器, 它应为四象限工作的变频器。交流励磁的控制系统可采用矢量控制、直接控制等不同的方法。对兆瓦级的风机, 大多采用定子磁链矢量控制。在以定子电源角频率 ω_1 旋转的同步坐标系中, 利用 T-M 坐标系统, 按发电机惯例, 可得其状态方程, 并实现其解耦。其电机定转子的电压、磁链、电磁转矩及运动方程为

$$\begin{aligned} U_{ms} &= -r_s i_{ms} + \omega_1 \psi_{ts} - p\psi_{ms} = 0 \\ U_{ts} &= -r_s i_{ts} - \omega_1 \psi_{ms} - p\psi_{ts} = -U_1 \end{aligned} \quad (7.9-164)$$

$$\begin{aligned} U_{mr} &= r_2 i_{mr} - \omega_2 \psi_{tr} + p\psi_{mr} \\ U_{tr} &= r_2 i_{tr} + \omega_2 \psi_{mr} + p\psi_{tr} \\ \psi_{ms} &= L_s i_{ms} - L_m i_{mr} = \psi_1 \\ \psi_{ts} &= L_s i_{ts} - L_m i_{tr} = 0 \\ \psi_{mr} &= -L_m i_{ms} + L_r i_{mr} \\ \psi_{tr} &= -L_m i_{ts} + L_r i_{tr} \end{aligned} \quad (7.9-165)$$

$$T_e = \frac{3}{2} n_p L_m (i_{ms} i_{tr} - i_{ts} i_{mr}) \quad (7.9-166)$$

$$\frac{J}{n_p} \frac{d\omega_r}{dt} = T_l - T_e \quad (7.9-167)$$

式中: r, L 分别为电阻、电感; ψ 为磁链; 下标 s, r, m 分别表

示定子、转子及气隙量; $\omega_2 = \omega_1 - \omega_r$ 为转子角频率; T_l, T_e 分别为风机的驱动转矩及电磁转矩; J 为转动惯量; n_p 为极对数; $p = \frac{d}{dt}$ 为微分算子。

$$P = -\frac{3}{2} U_1 i_{ts} \quad (7.9-168)$$

$$Q = -\frac{3}{2} U_1 i_{ms} \quad (7.9-169)$$

其电机控制系统为功率及电流双闭环控制系统, 转子电流为内环控制, 功率及转速为外环控制, 经 PI 调节器运算, 采用交叉反馈补偿, 对其功率、转速实现控制。其控制系统如图 7.9-30 所示。

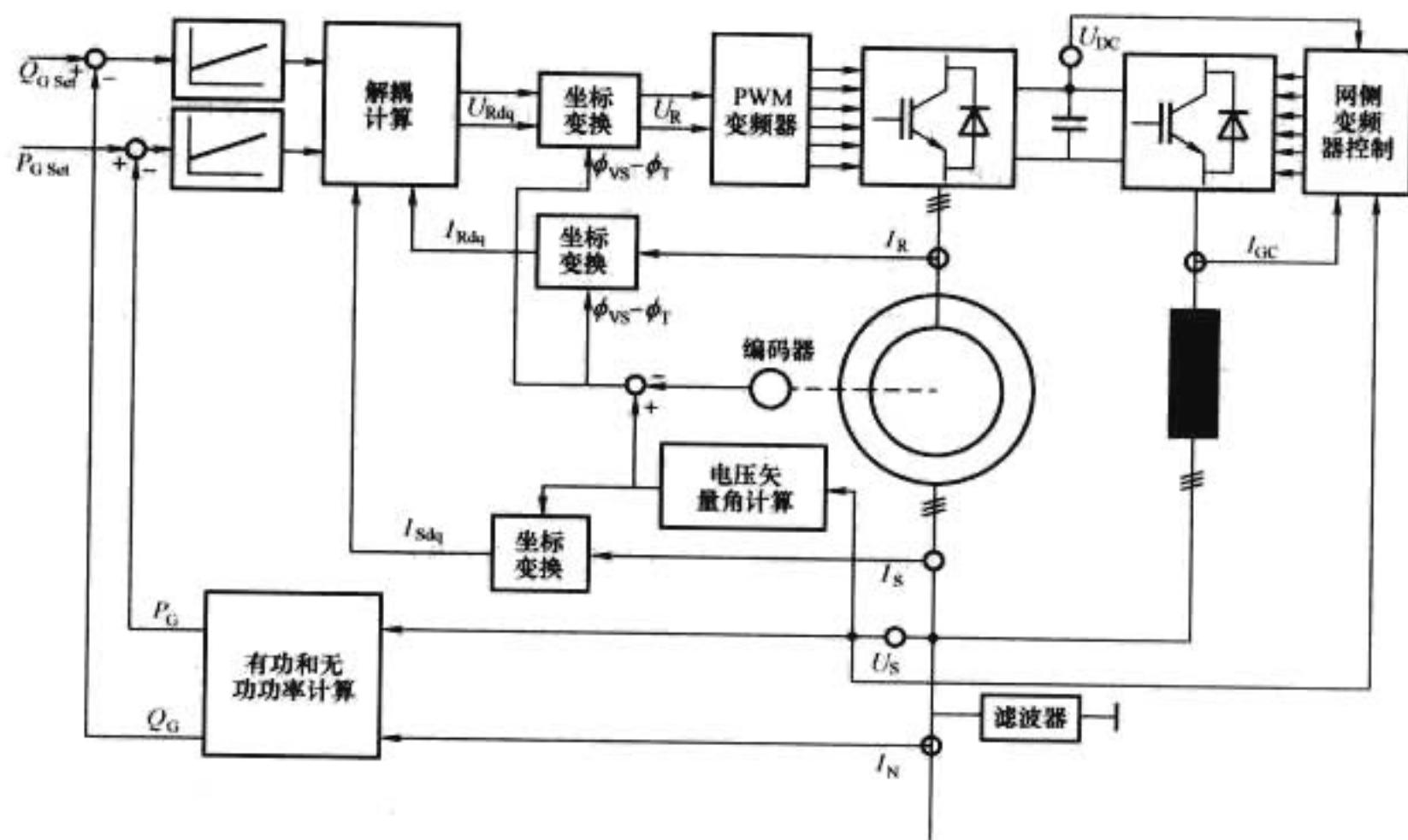


图 7.9-30 双馈电机的定子磁链矢量控制

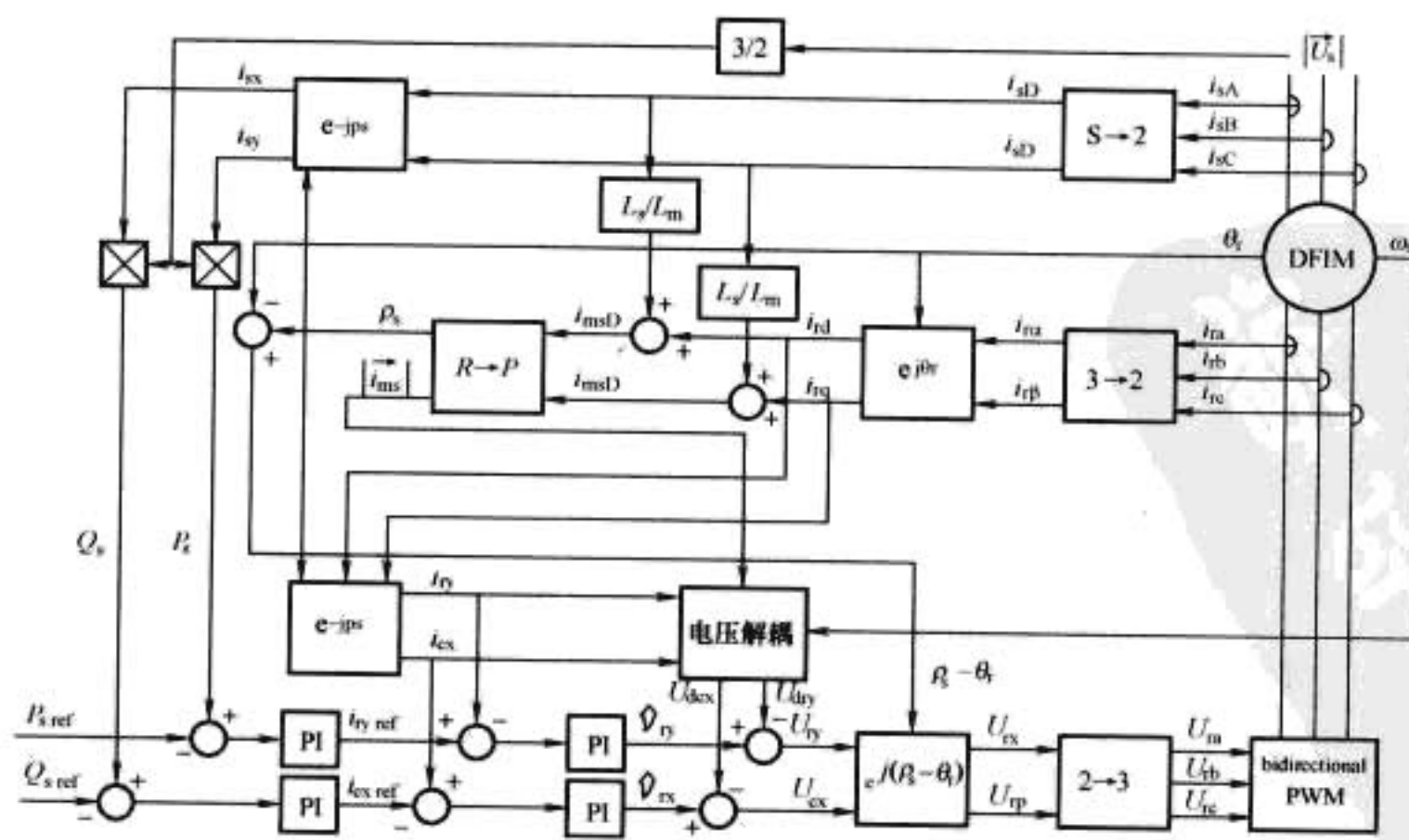


图 7.9-31 双馈异步电机的控制系统

由上述分析,以定转子电流为状态变量,定转子电压为输入参数,可以得到电机的状态方程

$$\frac{d\mathbf{X}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{X} + \mathbf{B}\mathbf{U} \quad (7.9-170)$$

当参数给定时,可以求出状态变量的矩阵 \mathbf{A} 的特征值,为双馈电机的控制计算提供依据。由电机的电压方程式可导出电机的状态方程为

$$\begin{aligned} U_{qs} &= -r_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_e \phi_{ds} = -r_s i_{qs} + \omega_e \phi_{ds} \\ &= -r_s i_{qs} + \omega_e \phi_s \\ U_{ds} &= -r_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_e \phi_{qs} = -r_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} \\ &= -r_s i_{ds} + p\phi_s \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{qr} &= r_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + s\omega_e \phi_{dr} \\ U_{dr} &= -r_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - s\omega_e \phi_{qr} \end{aligned} \quad (7.9-171)$$

可导出电机的状态方程为式 (7.9-85)。

由上述电机的定子磁链定向矢量控制分析指出,电动机有功和无功功率的调节,有功功率与定子电流的 q 轴分量成正比,它与转子电流的 q 轴分量的大小成正比,可以依靠调节转子电压的 q 轴分量实现。同样地,无功功率与定子电流的 d 轴分量成正比,它与转子电流的 d 轴分量的大小成正比,可以依靠调节转子电压的 d 轴分量实现。定、转子电流通过交叉补偿,实现功率调节解耦。

转子电流的控制,当定子的有功和无功功率,转子的磁链和电压,能够通过转子电流表达,即通过转子电流(或转

子电压)来调节电机的有功和无功功率,实现电机的控制和解耦。电机控制系统为功率及电流双闭环控制系统,转子电流为内环控制,功率及转速为外环控制,经 PI 调节器运算,采用交叉反馈补偿。对其功率、转速实现控制。

双馈异步电机的系统控制图如图 7.9-31 及图 7.9-32 所示。

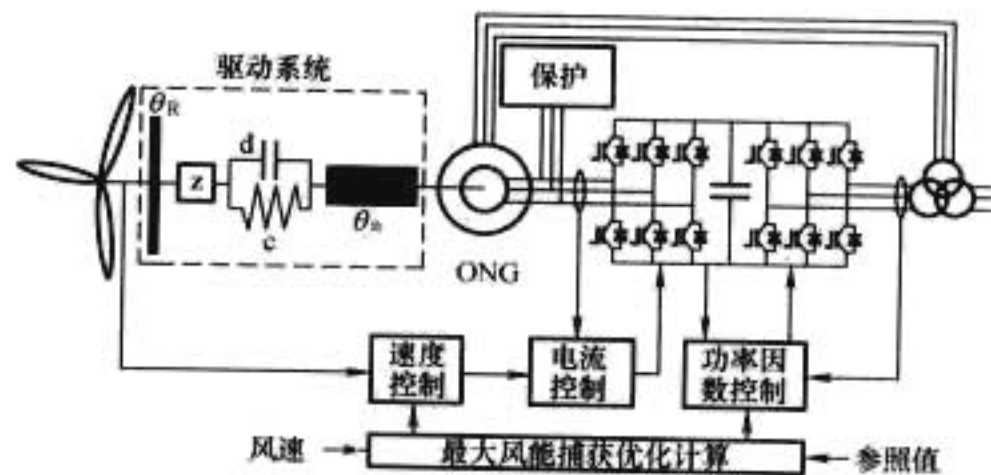


图 7.9-32 风力发电机组结构图

自 20 世纪 90 年代以来,由于电力电子技术、自动控制及计算技术的飞跃发展,双馈异步电机在大型水电、抽水蓄能电站及大型风力发电等领域得到发展和应用。由于双馈异步电机具有变速恒频、高效节能等一系列优越性,随着电力电子和控制理论的发展,电力电子器件特别是晶闸管的发展和成本的降低,大功率交流励磁电源装置的价格下降,将为双馈变速恒频异步电机的发展和推广应用迈上一个新台阶。毫无疑问,在 21 世纪,双馈变速恒频异步电机必将成为大型水电、抽水蓄能电站发展的必然趋势,将推动大型风力发电机组的发展,并将在大型交流传动领域广泛应用和发展。

第10章 抽水蓄能电站的运行和管理

1 抽水蓄能电站生产运行特点

抽水蓄能电站的作用,主要包括调峰、调频、电网紧急事故备用等。因此,电网对抽水蓄能电站的要求就是要有高的可靠性和快速响应性。

与常规水电站相比,抽水蓄能电站机组运行特点在于运行工况比较多,机组启动和工况转换比较频繁,控制流程比较复杂。常用的运行工况有:发电工况、抽水工况、发电调相工况、抽水调相工况以及上述几种工况之间的相互转换。抽水蓄能电站具有运行方式灵活、启动快速、调峰调压性能好等优点,一般而言,抽水蓄能电站机组发电启动时间在2min左右,满负荷抽水转满负荷发电工况转换时间在6~8min,紧急情况下抽水转发电的时间可控制在2min内。

就目前国内已投产和在建抽水蓄能电站而言,大部分抽水蓄能电站设计为日调峰电站,一般设计能力为日启停8次,最大负荷连续运行时间在4h左右。

目前的抽水蓄能电站全部设计为无人值班、少人值守电站。电站的控制既可实现厂内控制,也可实现远方(网省调度中心)全功能控制和调节。

2 抽水蓄能电站的生产管理体系

2.1 生产管理组织机构和职能

抽水蓄能电站的运行特点决定了抽水蓄能电站的生产运行人员相对较少,目前的1000MW规模的抽水蓄能电站定员均低于100人。在人员少的情况下,如何保证电站运行的高可靠性,有效的生产运行组织机构是至关重要的。

抽水蓄能电站生产运行管理的职能,不外乎有以下四个方面:

(1) 生产技术管理:主要负责全厂的生产技术管理和技术方案的决策,包括质量管理、生产计划管理、技术监督、缺陷管理、检修管理、技术改造管理、科技及信息管理、生产指标及可靠性管理、备品备件管理等。

(2) 安全监督管理:主要负责全厂的安全生产监督工作,包括安全措施制定和落实、事故预案制定和演练、危险点分析和预控、现场的安全监督等。

(3) 运行管理:主要负责机组的运行操作,包括设备的开停机和工况转换操作、设备的定期巡回检查、设备的定期试验、系统安全隔离措施执行等。

(4) 检修维护管理:主要负责机组的日常维护消缺工作,保证电站的可靠运行和可靠备用。

根据以上的职能,可根据各自的人员结构特点和生产运行模式,合理组织生产机构。生产技术管理和安全监督管理可设置为一个或两个部门,作为全厂生产管理的职能部门;运行管理和检修管理设置为一个或两个部门,作为全厂生产管理的执行部门(车间)。这种机构设置,职能明晰,责任明确,运转效率较高。

2.2 生产管理制度体系

一个电站的安全生产运行,必须建立一套完善的生产管

理制度体系,至少包括以下几个方面:

(1) 生产规章制度:

1) 生产调度及例会制度;

2) 设备主人管理制度;

3) 设备缺陷管理制度;

4) 质量监督管理制度;

5) 设备大小修管理制度;

6) 科技进步及信息管理制度;

7) 技术改造管理制度;

8) 设备异动管理制度;

9) 继电保护定值管理制度;

10) 生产指标及可靠性管理制度;

11) 设备评定级监督管理制度;

12) 重要事件汇报及人员到岗制度;

13) 设备定期维护检修管理制度;

14) 设备巡回检查管理制度;

15) 计量管理制度;

16) 专用工具及试验测量仪器设备管理规定;

17) 生产设备事故备品管理规定。

(2) 技术监督管理:

1) 技术监督管理规定;

2) 技术监督岗位职责。

(3) 安全管理体系及安全管理规章制度:

1) 安全生产监督体系;

2) 安全生产保证体系;

3) 安全管理工作制度;

4) 安全管理例会制度;

5) 安全活动管理制度;

6) 发、承包工程安全管理制度;

7) 各级安全生产管理人员到位管理制度;

8) 不安全情况认定细则;

9) 操作票、工作票、动火工作票实施细则。

(4) 事故预案:

1) 防汛应急预案;

2) 重大火灾事故应急预案;

3) 水淹厂房事故应急预案;

4) 全厂停电应急预案。

(5) 运行管理:

1) 运行规程(含水工运行规程);

2) 设备巡回检查规程;

3) 运行交接班管理制度;

4) 运行操作票管理制度;

5) 工作票管理制度;

6) 设备标示牌、安全工器具使用管理制度;

7) 运行记录管理制度;

8) 运行巡回检查制度;

9) 设备定期试验与切换管理制度;

10) 接地开关、接地线使用登记管理制度。

3 抽水蓄能电站的生产管理模式

3.1 运行管理模式

抽水蓄能电站运行管理模式,主要有两种形式:一种是双轮班模式,即机组运行值班和巡检操作分别采用不同的轮班模式,另外一种单轮班模式。

所谓双轮班模式,就是运行值班员采用日轮班模式,巡检和操作人员采用周轮班模式。

运行值班员一般实行四值三运转、五值三运转、五值四运转或六值四运转等方式,24h内轮流值班。运行值班员的职责就是负责接受和传达中调指令,监视机组运行状况,偶尔进行开停机操作(软操作),但不进行现场隔离操作和巡回检查等工作。

巡检操作人员,一般分为四个组,分别按“现场操作”、“巡回检查”、“理论学习”、“休息”等任务每周进行一次轮班,每组有一个组长。

每周有一个当值的“现场操作组”,一周内都要24h待命。白天在厂房内正常上班,负责系统的安全隔离操作、事故处理、办理工作票等;夜班在厂内休息待命,若接到运行值班员的通知,需在规定时间内赶到现场进行相关事宜的处理。

每周有一个当值的“巡回检查组”,一周内只在白天上班,按定期巡回检查和轮换试验制度,对设备进行巡回检查和轮换试验,夜班则不进行巡检。

另外两个组,一个进行理论学习,一个全周都在休息。

所谓单轮班模式,就是所有运行人员均采用日轮班模式,每班有一个组长。可根据人员情况实行四值三运转至六值四运转等各种模式。这种模式在火电厂广泛采用。

每个当值组长作为现场运行第一责任人,负责整个现场运行的指挥工作,组长接受和传达中调命令。组长下辖值班员和巡检员。值班员负责开停机操作、运行状况监视、系统隔离操作、协助组长办理工作票等。巡检员负责现场设备的巡回检查和定期轮换试验等工作。

上述两种模式,各有利弊。在厂内离生活区较远的情况下,双轮班模式较好地解决了大部分现场运行人员的调度以及轮休问题,职业卫生方面体现了以人为本;缺点是运行人员分为两个方面各负其责,组长不能全面掌握全厂的运行情况,易造成事故处理不当或时效性差,另外人员培养速度慢。单轮班模式,组长始终全面掌握全厂的运行方式、运行状况,能在第一时间掌握事故信息,能够迅速做出事故处理方案的正确抉择,其次是巡检密度大,有利于保持高水平的设备可靠性;缺点是运行人员得不到很好的休息。

3.2 检修维护管理模式

目前抽水蓄能电站一般定员都较少,因此抽水蓄能电站设置的维护消缺人员,一般为10~20人,主要负责机组日常的消缺工作,机组大修甚至小修工作需要委托给专业检修队伍完成。

4 抽水蓄能电站机组检修维护管理

4.1 日常维护消缺

良好的日常维护消缺工作在于主动消缺而不是被动消缺。主动消缺主要体现在以下几方面的制度建设和执行:

(1) 建立一套设备定期维护消缺工作制度,是保证设备

可靠性的关键。按照设备使用说明书,定期对设备滤网进行清洗和更换、对易损件进行定期更换、对二次测量元件进行定期校验等。这些措施能很大程度上保证设备始终处于健康状态,而不是等设备坏了才去修。

(2) 建立设备滚动检修计划,对公用系统或机组可备用设备进行滚动性检修。

(3) 建立状态检查制度,利用机组安装的在线检测装置、便携式状态诊断装置,检修人员也要定期对设备进行巡回检查,结合“看、摸、听、嗅、问”等传统方式,及时发现设备存在的缺陷或隐患并消除。

(4) 建立设备健康台账,抽水蓄能电站日常维护工作,不能理解为就是消缺。根据日常对机组的检查和消缺,对存在的问题以及处理情况记入设备台账,并逐步摸索出一套设备健康运行规律,为机组的大小修计划制定和技术方案制定奠定良好基础。

4.2 机组检修

(1) 机组检修分类。机组检修是对系统设备的全面检查、修理,包括停运、解体、修理、测试、复装、试验等全过程。蓄能机组根据检修周期、工期、设备、项目的情况,可分为A级、B级、C级、D级检修。各类检修计划应该在上一年度提出并报上级主管部门和电网调度部门批准后执行。

A级检修是指对发电设备进行全面的解体检查和修理,以保持、恢复或提高设备性能。

B级检修是指针对机组某些设备存在问题,对机组部分设备进行解体和检修。B级检修可根据机组设备状态评估结果,有针对性地实施部分A级检修项目或定期滚动检修项目。

C级检修是指根据设备的磨损、老化规律,有重点地对机组进行检查、评估、修理、清扫。C级检修可进行少量零件的更换、设备的消缺、调整、预防性试验等作业以及实施部分A级检修项目或定期滚动检修项目。

D级检修是指当机组总体运行状况良好,而对主要设备的附属系统和设备进行消缺。D级检修进行附属系统和设备的消缺外,还可根据设备状态的评估结果,安排部分C级检修项目。

(2) 机组检修前的准备工作。主要落实好以下六个方面的工作:

1) 落实计划:落实各类检修项目、排查设备缺陷;落实网络计划,包括各专业网络计划、全厂网络计划,节点控制表,理出主线工作,确定工期;落实质监计划,设置检修关键工艺的质量监督点;落实技术监督项目计划。检修计划的编制原则是根据机组试运情况、修前设备缺陷检查情况、安装和调试遗留问题、技术改造计划、两措计划等。

2) 落实措施:检查完善检修规程和质量标准;编写完善工序卡或作业指导书;编写安全、技术措施,包括依据、方案、质量标准、验收要求、安全事项、人员组织、材料消耗等,编写非标、技术改造和重大施工的方案和措施;编写与运行设备的隔离措施、排水/充水措施等;确定场地定置布置;落实现场防火、防盗和安全保卫措施。

3) 落实人员:本单位检修人员、技术援助人员、特殊工种人员、外包队伍、临时工;验收、监理人员等。项目分解到人,事前进行安全技术交底和安全技术培训考试,落实责任。

4) 落实材料备品:包括大宗材料、主要机电产品、主

要备品备件、耐磨件等。

5) 落实工器具: 测量工具、专用工具、起重工具、电梯等必须在安全有效期内, 试验合格, 数量、规格满足检修要求。

6) 落实组织: 成立检修指挥组织机构, 明确职责, 合理分工; 落实后勤供应、材料物资供应, 满足检修需要; 落实各种技术表格, 包括工序卡(作业指导书)、质检(H、W点)验收单、不符合项处理单、各种技术记录卡(薄)、设备异动申请单等。

(3) 机组设备检修的过程管理。设备检修过程管理, 要严格把好下面五道关:

1) 检修项目关: 项目要按计划完成, 不漏项, 删减项目不能影响主辅机的安全和可靠性, 必须有充足理由, 并按规定办理手续; 特殊项目修中要严格执行安全技术措施; 外包项目要有效控制, 发包单位对检修质量、安全、进度、工期、费用负全责; 加强工序管理, 严格执行工序卡或检修作业指导书。

2) 技术监督关: 技术监督的检测试验项目一般要随机组检修进行一些安排, 在机组检修过程中, 要严格按照标准规定完成各项技术监督项目, 不得漏项。

3) 质量验收关(质量保证体系): 班组、车间、公司(外包队伍项目部)三级质保体系严格按照规定程序和标准进行验收, 层层把关。质量验收是对一个项目的检修后的整体检查评价。

4) 质监点验收关(质量控制体系): 质监点验收是发包单位对检修工艺关键点的检查和控制, 保证关键工艺和隐蔽工程的质量, 从而保证下一道检修工艺质量。质监点分为W点和H点。

5) 竣工验收关: 确认检修工作已全部结束, 相关辅机可正常投运; 试验、调试工作已全部完成; 所有连锁、保护已全部投运, 主、重要仪表全部投运; 装置性违章已处理完毕; 不符合项已全部处理完毕; 设备标志正确、齐全; 资料齐全; 遗留问题不影响主辅机安全可靠运行; 分部试验、工况转换正常。以上条件同时满足, 机组检修工作结束, 向中调申请恢复备用。竣工验收一般分两次进行, 在检修工作结束, 系统恢复备用, 机组启动前, 要进行一次冷态验收, 检查确认检修项目是否按标准完成, 机组是否满足启动条件; 机组启动, 各种工况试验完成后, 进行一次热态验收, 检查确认机组性能指标是否达到设计标准。

(4) 检修资料归档。每次检修结束后, 对需要长期保存的, 对以后的运行、维护、故障分析有帮助和指导意义的技

术资料要进行完整归档, 检修资料是对检修质量追溯的主要依据。主要包括:

1) 修前技术资料: 检修项目表, 质监点计划表, 检修计划包括网络图, 重点项目安全技术措施和方案, 技术监督计划等。

2) 检修过程技术资料: 检修原始数据, 校验记录, 技术记录, 三级质量验收单, 质监点验收单, 技术监督试验报告及验收单, 机组修后启动方案、启动程序、试验项目和试验报告等。

3) 检修总结: 全面总结检修工期、人力、材料备品, 重点项目完成情况、技术改进情况, 遗留问题情况, 费用使用情况, 提出运行建议。

(5) 补充完善设备健康台账。机组检修后, 设备主人要及时补充完善设备台账, 对设备检修项目, 发现和处理的问題、遗留问题及处理意见等及时记录在案。

(6) 修改完善运行规程。每次机组检修后, 运行人员要根据检修交代和设备异动情况及时修改完善运行规程, 避免误操作。

(7) 调整设备评定级。对于修前存在缺陷, 不能达到A级的设备, 根据修后运行情况, 及时调整该设备的评定等级。

4.3 检修工作应注意的事项

由于抽水蓄能电站系统设计比常规水电站要复杂得多, 抽水蓄能电站机组检修, 进行100%的系统安全隔离是保证安全的最重要环节, 包括一次部分和二次部分。

例如, 要可靠关闭主进水阀并进行机械锁定, 将机组与上水库系统可靠隔离; 要可靠关闭尾水闸门, 并切断电气操作回路和液压操作油回路, 将机组与下水库可靠隔离; 要可靠关闭机组压气系统与公用压气系统的联系, 并对本机组压气系统泄压; 可靠切断机组与系统的电气回路, 并装设接地装置, 如主变压器、SFC、背靠背启动回路等。

抽水蓄能电站的特点是自动化程度达到100%, 控制系统设计复杂, 远方操作点多, 如有的电站有厂控操作员站、省调操作员站还有区域电网调度操作员站等。因此, 操作权限的控制必须设置在电站端, 电站要闭锁检修机组远方操作员站的操作权限, 防止远方误操作。同时站内要把操作员站与检修机组的就地控制单元可靠隔离(将就地控制单元方式选择为“现地”, 并悬挂标示牌——“禁止操作, 有人工作!”), 软件权限同时设置为“浏览”级, 取消操作权限。



第11章 抽水蓄能电站的现场试验

抽水蓄能电站机电设备安装完毕经验收合格后,可开始设备的调试。设备调试分为静态调试和动态调试。静态调试又称无水调试或干调试,动态调试又称有水调试或湿调试即机组启动试验。与常规水电机组不同的是,抽水蓄能机组有发电、抽水、调相等多种工况,因此在各种工况启动试验完成并经30天试运行通过后,方可投入商业运行。

1 设备无水调试

设备无水调试分为分部调试与联合调试,分部调试按照机组各配套设备及电站辅助系统的划分进行,完成各分部系统内部的检查调试之后,进行系统之间的联合调试。无水调试全部完成后,方能进行机组的启动试验。

1.1 分部调试

设备分部调试须对系统内各部件、装置、自动化元件、回路分别进行检查、调整、试验,之后进行系统传动试验,动作无误后进行系统运行。

按照设备功用不同,设备分部调试完成的阶段亦不相同。一般情况下,电站公用系统如厂用电、直流、通信、照明、通风、排水系统、压缩空气系统、闸门控制等需于机组设备调试之前完成并投入运行,随后才能进行水泵水轮机组、主阀、励磁、继电保护、计算机监控、消防与火灾报警、高压配电系统、技术供水系统、其他机组附属设备等系统的调试。

1.1.1 电站公用系统调试

(1) 渗漏和检修排水系统。抽水蓄能电站为地下厂房,为确保安全,厂房渗漏与检修排水系统须尽早形成,至少应在上库及引水系统充水检查前投运。投运后,渗漏排水泵可根据集水井水位自动启停,检修排水泵可根据需要手动控制。

由于排水泵负荷较大,因此要求此前高压厂用电系统形成。

(2) 压缩空气系统。为主阀、调速器、调相压水提供操作气源的高压空气系统,为风闸提供气源的低压空气系统,应在机组设备调试之前完成投入运行,具备供气条件。

(3) 通风空调系统。为改善地下厂房设备运行与人员工作条件,通风系统宜早日形成。

(4) 闸门控制系统。进水闸门、尾水闸门及上、下库其他闸门现地调试须在水库与引水系统充水前完成,具备挡水条件。由于充水一般较早进行,动力电源采用临时施工电源。闸门的远方操作试验、联动闭锁试验在机组启动前完成。

(5) 厂用电与直流系统。电站厂用电系统由10kV与0.4kV两级组成,为满足排水系统、压缩空气系统、机组自用电等系统需要,10kV系统、0.4kV公用配电系统须尽早形成。厂用电永久高压电源一般为三路接入,在调试初期条件下,采用地区变电站一路接入,另外可以施工电源作为备用。

直流系统调试须与厂用电同步完成。

1.1.2 机组及其附属设备调试

(1) 水轮机及其附属设备调试。水泵水轮机及其附属设备的调试包括水泵水轮机油系统、冷却水系统、主轴密封装置、温度测量、测压系统、振动监测系统、测速装置、调相压水系统等。

(2) 调速器调试。调速器调试包括机械液压部分和电气控制调节部分。液压部分调试之前,高压气系统形成,调速器压油装置调节整定完毕后,应根据油位自动启泵及根据气压自动补气。

调速器机械液压部分和电气部分调试完毕后,进行调速器静特性试验,录制调速器输出信号与接力器行程和导叶开度的关系曲线。

对于单导叶接力器,导叶同步装置应使各导叶行程一致。

(3) 主阀调试。主阀调试包括压油装置调试、主阀开闭试验、主阀与旁通阀联动试验、检修密封和工作密封调整,以及主阀与导叶、尾水闸门的闭锁试验。在无水情况下,主阀启闭时间应满足设计要求。

(4) 发电电动机及其附属设备调试。发电电动机主要试验内容包括高压油顶起装置试验、机械制动装置试验、集尘器的动作试验、油系统和冷却水系统试验、机组测温和测振系统试验等。

(5) 励磁系统调试。励磁系统试验包括励磁调节器静态特性试验和励磁系统保护试验等。

(6) 技术供水系统调试。调试主要包括技术供水泵现地操作试验、技术供水系统PLC操作程序检查等。

1.1.3 电气设备调试

(1) 电站高压设备调试。电站高压设备主要包括主变压器、GIS和高压电缆。主变压器的调试项目主要为冷却装置试验、温度及瓦斯试验。GIS的试验项目包括元件性能试验、断路器分合闸试验、隔离开关及接地开关操作试验、连锁试验。高压电缆主要试验项目包括过电压保护装置和电缆测温系统等。

(2) 发电电动机电压设备调试。发电电动机电压设备试验主要包括发电电动机断路器、电制动开关、换相开关、隔离开关和接地开关现地操作试验;断路器和隔离开关、接地开关间的机械和电气闭锁功能试验;信号、报警回路的检查和试验。

(3) 水泵工况启动回路设备调试。试验主要包括启动回路的断路器、隔离开关、接地开关现地操作试验;相关断路器和开关的闭锁试验;SFC输入、输出变压器及其冷却系统的联动试验等。

(4) SFC(变频器)调试。用于机组启动的SFC主要由整流换流器、逆变换流器及直流电抗器组成,调试分两个步骤进行。

1) SFC短路试验:

SFC短路试验主要目的是检查整流换流器的功率和电流调节功能,以及机组在低转速下脉冲运行的控制功能。

SFC短路试验在额定电压下进行,因此主变压器必须

投入运行。

SFC 短路试验时,将整流换流器输出经过直流电抗器短路,录取整流换流器触发角与直流输出电流的关系曲线,调整和优化调节参数,使直流输出电流值、电流波形和调节范围符合要求。

短路试验时,用试验电流对 SFC 各种保护进行检查、试验和整定。

2) SFC 两个换流器整体通电试验:

试验的主要目的是检查 SFC 脉冲运行方式时的换相功能、两个换流器之间的逻辑控制程序,进一步优化两个换流器的调节参数。

试验有三种接线方式:将逆变换流器出口直接三相短路;SFC 如有输出变压器,则输出变压器可作为试验负载;以发电电动机定子作为试验负荷。采用何种方式,应根据 SFC 接线和电站具体情况确定。

试验时,在整流换流器施加额定电压,将频率为 2~4Hz 交流低频信号输入到 SFC 控制系统,模拟机组低频时的脉冲运行状态,录取直流电流输出波形,优化脉冲运行参数。

SFC 如果在工厂已经做过短路试验,在现场可不作短路试验而直接进行两个换流器整体通电试验。

3) 发电电动机转子位置检测装置的试验:

发电电动机转子相对于定子的位置在每次停机后是不确定的,为了使机组启动时能产生最大的启动力矩,必须要通过转子检测装置准确地判定转子位置,这是提高机组启动成功率的一项重要试验。

转子位置检测装置有机械位置传感器和电磁感应式两种。机械位置传感器的工作正确性由三个传感器的机械位置来保证,它已满足不了 SFC 调节的精度要求,运行中机组的振动也会使已调整好的传感器位置产生偏移,此外由于传感器通常安装在机组顶部,机组检修时需将其拆除,检修后还应重新安装调整,现已逐渐被电磁感应原理的转子位置检测装置所替代。

用电磁感应原理来确定转子位置的方法是将具有一定电流上升率的励磁电流通入发电电动机转子,定子绕组上则感应出电压。由于转子磁极相对于定子三相绕组所处的相对位置不同,三相定子绕组感应出的电压幅值亦不等,越接近转子磁极的定子绕组感应出的电压越高,若给感应电压最高的两相定子绕组通入电流,就会使电机产生最大的启动力矩。

转子位置检测装置调试时,通过试验确定励磁系统调节参数,通常励磁电流设定为空载励磁电流,响应时间约为 1~1.5s,然后反复调整励磁系统参数和转子位置检测装置参数并不断优化,使其能精确判断转子位置。

(5) 发电电动机与主变压器继电保护装置调试。发电电动机与主变压器继电保护主要试验项目包括继电保护的动作值、动作时间及保护特性曲线的检查试验,各保护跳闸矩阵的检查等。

(6) 计算机监控系统调试。监控系统主要由电站控制级、现地控制单元、接口设备、光纤等组成。现地监控单元通常有机组现地监控单元、电站公用设备现地监控单元、高压设备现地监控单元、上水库和下水库现地监控单元等。

监控系统主要调试内容包括电站控制级设备调试,现地监控单元调试,现地设备接口检查,模拟动作试验,程序检查,保护功能检查、数据采集和处理、显示和安全监视、控制与调节、数据通信等。机组现地监控单元还应进行程序检查,包括开、停机和各种运行工况的转换等。

抽水蓄能机组监控系统复杂,被控设备众多,首台机组调试时,除其余机组现地控制单元外,其他现地控制单元必须全部投运。监控系统的调试受被控设备的制约较大,在进行监控系统设备自身的调试外,必须合理安排并及早完成各被控系统的分部调试,以早日开始对点调试工作。

被控系统设备分部调试完成后,可开始与其监控单元的对点调试工作。每个监控单元涉及的测点多达数百个,其种类包括模拟量输入、模拟量输出、温度量输入、开关量输入、开关量输出、非电量信号、中断量输入等,需要逐点检查调整,包括传动试验。

对点完成后,各现地单元可分阶段调试投运,通常机组监控单元调试完成较晚,因其涉及的系统和设备较多,包括水泵水轮机本体及其附属设备、发电电动机本体及其附属设备、调速器、励磁、继电保护、SFC、主阀、技术供水等,测点性质包括远控、数据采集、状态监视、逻辑闭锁、水机保护、电气保护等。

1.2 联合调试

监控系统各现地单元与被监控设备对点调试完成后,可进行全厂设备联合调试,主要是机组现地控制单元进行开机、停机、事故停机程序的流程检查与模拟试验。

利用机组现地控制单元分步进行模拟开机试验,检查开机条件及辅助设备、机械制动闸、主阀、调速器、灭磁开关、高压油泵等动作程序是否正确。

进行分步模拟停机试验,检查电制动开关、灭磁开关、机械制动闸、主阀与辅助设备动作程序是否正确。

检查主要机械保护与电气保护事故停机的可靠性与事故停机流程的正确性。

在联合调试完成后,机组及电站各系统设备已具备现地与远方操作条件,机组具备充水启动条件。

2 抽水蓄能电站首台机组首次启动方式选择

2.1 上水库已充蓄水的电站

上库有天然水源或已充蓄水的抽水蓄能电站,若其水量和水头能满足发电工况的全部或大部分试验项目要求,根据 GB/T 18482—2001《可逆式抽水蓄能机组启动试验规程》的规定,机组首次启动应以水轮机工况方式进行。在完成机组空载试验、发电机带主变压器零升试验、高压配电装置及主变压器受电试验、机组负荷试验后,再转入水泵方式启动试验。

上水库虽已充蓄水,但其水量或水头只能进行部分水轮机工况的启动检查试验,则仍应以水轮机工况方式启动。当水量或水头不能继续进行发电工况试验时,可进行水泵工况的启动试验以及抽水试验,这样以发电试验和抽水试验相互交替的方式来完成机组启动试验的全部项目。

2.2 上水库未充蓄水的电站

对于上水库未充蓄水的电站,若采取临时方式提前蓄水,水位能达到死水位以上且蓄水量充足,同样可按照水轮机工况完成全部或部分试验,之后可进行水泵工况试验。

如未采取临时方式提前蓄水,或由于上水库死库容太大,如采用临时水泵蓄水会使投资过大、蓄水周期过长,从而增加成本和延误工期,则机组可以水泵方式进行首次启动,启动试验完成后直接满负荷向上水库抽水。由于抽水蓄能电站上库水工建筑物初次蓄水的特殊性,对蓄水速度、分

段稳压时间均有要求,因此采用水泵向上水库充蓄水时,其所需充水和稳压时间及对机组调试工期的影响应予以考虑。

机组抽水前,必须考虑的关键问题是根据水泵水轮机的转轮模型验收试验,核对电站扬程是否满足水泵水轮机抽水的要求,一般情况下至少须将机组引水系统充满水,如允许机组在该特殊低扬程下抽水,应注意这是机组最恶劣的运行工况,其振动摆度将会明显增大,抽水时要严密监视机组运行状况。之后随着扬程的不断升高,机组运行工况也不断得到改善。

为实现水泵工况首次启动,变频启动装置必须提前完成调试,为此高压配电装置与主变压器须提前受电,由于不能用发电机升流试验的方法来检查继电保护,因此继电保护特别是差动保护需另制定检查和试验方案。

对于电站后续机组,由于上库已蓄水运行,机组一般应按照水轮机方式启动,全部完成或部分完成发电工况试验后再进行水泵工况调试。

3 水轮机工况试验

抽水蓄能机组水轮机工况启动试验与常规机组基本相同,其程序为机组充水试验、机组空转运行试验、升流和升压试验、并网和负荷试验。

3.1 充水试验

3.1.1 机组充水

(1) 主阀在关闭状态,利用尾水闸门充水阀向尾水管和蜗壳充水,充水过程中监视各部充水情况。

(2) 蜗壳平压后,进行尾水闸门的静水试验,开启与关闭时间应满足要求。

3.1.2 机组静水试验

(1) 进行主轴工作密封的静水上抬试验,在工作水压、流量下,密封各部上抬量应符合要求,动作灵活无卡阻。

(2) 进行主阀和导叶的静水试验,其开启与关闭时间应满足设计要求。

(3) 进行尾水闸门、上水库闸门与主阀的闭锁试验。

(4) 进行监控系统与技术供水系统的联合试验,包括主供水泵启动控制、备用泵切换、主变压器空载冷却水泵的启动试验。试验完成后各部冷却水可投入运行。

(5) 进行监控系统子程序启动附属设备试验,包括技术供水、高压油泵、机械制动闸等。

(6) 进行机组机械与电气事故跳闸矩阵试验。

(7) 进行水淹厂房模拟试验,模拟水淹厂房水位开关动作,关闭尾水闸门、上水库闸门、主阀及机组事故停机。完整的试验应在最后一台机组启动调试前进行,动作对象包括所有尾水闸门、上水库闸门、主阀与机组。

3.1.3 引水系统充水试验

引水系统充水可开启进口闸门充水阀进行充水,或用充水泵向引水系统充水,充水时按压力上升分阶段进行,到规定高程后停止充水,进行水工观察和测量,无异常后继续充水直到与上水库平压。平压后进行进水口闸门静水试验。

以上各项试验完成后,机组具备水轮机启动条件。

3.2 机组启动试验

3.2.1 机组空转运行试验

机组空转运行试验是机组的机械部分试验,包括首次启动试验、动平衡校正、调速器试验、瓦温试验及机组过速试验。

机组首次启动通常称为冲转试验,调速器通过手动操作缓慢打开导叶,机组刚开始转动时,立即关闭导叶,机组在低速下滑行,由于高压油顶起装置始终投入运行,推力瓦不会有损害。在低速下检查转动部分有无擦碰或撞击,然后加闸制动,检查机械制动装置动作是否可靠。

冲转试验结束后,可逐渐递升转速,进行动平衡校正,动平衡校正以主轴摆度和机架振动作为判据,当超过标准时,应进行转动部分的配重。

机组升至额定转速后,进行调速器的空载扰动试验,扰动量为 $\pm 4\text{Hz}$,以确定调速器最佳运行参数,使调速器的动态调节品质符合要求。空载扰动试验完成后,进行调速器的手、自动切换试验并将调速器置于自动运行状态。

机组在额定转速下连续运行 $3\sim 4\text{h}$ 进行瓦温稳定试验,推力瓦和导轴瓦的瓦温不能超过规定值。

机组过速试验的目的是校验过速继电器的动作定值,过速保护一般有两级,第一级保护定值通常为额定转速的 $110\%\sim 115\%$,第二级保护定值通常为额定转速的 $140\%\sim 145\%$ 。机组在额定转速下,将调速器切换到手动,操作导叶开度将转速升至过速保护整定值。过速试验时录取机组振动、摆度及瓦温等参数。有的机组过速保护定值已接近机组飞逸转速,可采用机组在静止状态下,将导叶开度直接开启到 100% ,用机组加速度产生的惯性将转速升高至过速保护动作,试验时必须做好各项安全措施,在过速保护拒动情况下能确保将导叶紧急关闭。桐柏电站就是采用这种方法。

3.2.2 升流试验

抽水蓄能机组为实现水泵工况启动,励磁必须采用他励方式,励磁变压器是从主变压器低压侧获得供电。升流试验时,如主变压器已投入运行,励磁系统电源由永久电源供电,如广州二期、天荒坪等电站。如主变压器尚未投入运行,励磁系统必须要由临时电源来供电,如广州一期和最近投运的桐柏电站等。临时电源容量要尽量满足发电电动机三相短路试验和空载特性试验的要求,如无法满足上述要求,发电电动机三相短路试验和空载特性试验可在主变压器投入运行、励磁变压器获得永久供电后进行。

升流试验的主要目的是检查电流保护和录取发电电动机三相短路特性。

升流试验时,发电电动机电流保护的检查和试验可利用发电电动机的电制动开关作为三相短路点。高压配电装置的升流试验,其短路点的设置位置和数量、升流的次数应将需投入运行的回路全部包括在内。

广州一期、二期、天荒坪和桐柏等电站均装设有GIS,可利用GIS三相检修接地开关作为升流试验的短路点,但必须要考虑检修接地开关的通流容量,通常检查差动保护所需试验电流约为 $4\%\sim 7\%$ 的额定电流,一般情况下检修接地开关能满足这一试验电流的要求。

升流试验时,所有合闸的断路器和隔离开关都应有防止跳闸和分闸的安全措施,确保升流回路不会开路。

录取发电电动机三相短路特性时,最大电流应升至定子的额定电流,广州二期电制动开关是按短时通流容量考虑,经核对电制动开关的短时通流容量能满足发电机三相短路特性试验的要求。

3.2.3 升压试验

升压试验的主要目的是检查电压回路、同期回路核相和录取发电电动机空载特性。

升压试验一般分以下几个步骤:发电电动机单相接地试验、发电电动机升压试验、主变压器单相接地试验、主变

器连同高压配电装置升压试验。

为保证升压试验时的安全,要先进行单相接地试验,发电电动机大都采用中性点高阻抗接地方式。试验时,在发电电动机出口设置临时单相接地线,递升单相接地电流直至保护动作。单相接地保护动作时发电电动机电压通常约为额定电压的 5%~10%。试验完成后,将单相接地保护投入运行,在升压试验过程中如发生单相接地故障,保护能正确动作。

发电电动机升压试验时,应缓慢提升电压,检查各电压回路及仪表指示,直至额定电压。在额定电压下测量轴电压,检查转子接地保护。

录取发电电动机空载特性的目的之一是根据发电电动机三相短路特性的试验数据,求取短路比 K_s 和电抗值 X_d ,同时也检查了定子铁心的饱和特性,因此,在录取空载特性时,定子最高电压应达到空载特性开始弯曲部分,通常为额定电压的 1.2~1.3 倍。

主变压器和高压配电装置升压试验前,先进行主变压器单相接地试验,装有 GIS 和高压电缆的电站,可利用能分相操作的快速接地开关作为单相接地点。单相接地保护试验完成投入运行后,再进行主变压器和高压配电装置的升压试验,升压试验电压从零逐渐升至额定电压,检查电压回路、仪表指示和同期回路的核相。

3.2.4 主变压器冲击合闸试验

主变压器冲击合闸试验连同励磁变压器一起进行,冲击试验在主变压器高压侧进行,所有保护均应投入,冲击合闸共 5 次,每次间隔约 10min,冲击合闸时录取励磁涌流波形和电压波形。

进行厂用变压器的合闸试验及厂用备用电源自动切换试验,试验完成后,厂用变压器带厂内全部负荷或主要负荷。厂用电取得两路独立电源并互为备用。

3.2.5 发电电动机空载下的励磁调节器试验

抽水蓄能机组励磁系统有多种运行模式:发电模式, SFC 启动模式,水泵模式,背靠背模式,黑启动模式,电制动模式。励磁系统试验分别在不同工况下进行。

发电电动机空载下励磁调节器试验在励磁变压器正式投入运行后进行,主要试验项目为手、自动切换试验,通道切换试验,电压调节范围试验,空载电压扰动试验,电压—频率特性试验,逆变灭磁试验及带励磁调节器自动开停机试验等。

发电电动机额定电压下跳灭磁开关,录取灭磁特性及测量转子过电压。

抽水蓄能机组为加快停机过程,缩短工况转换时间,都采用电气制动方式。由于机组转动部分的阻力矩,包括水泵水轮机转轮和发电电动机风损等,是与转速的 3 次方成正比,因此在高转速下不投电气制动,靠机组本身产生的阻力矩使转速很快下降,当转速降至 50% 左右,机组的阻力矩随转速的下降大大减小,这时才将电气制动投入。电气制动的强度与定子电流大小有关,通常调整为定子的额定电流。为减少机械制动闸板的磨损,转速降至 5% 以下后才投机械制动。

3.2.6 水轮机方式自动开停机试验

励磁调节器试验完成后,具备自动开停机试验条件,首先在现地控制单元分步操作,然后在现地和控制室进行自动开停机试验,励磁系统、高压油顶起装置、电气制动和机械制动等应按整定转速投入和切除,开停机程序应正确。

3.2.7 并网和负荷试验

同期试验时,先将换相开关处于分闸位置进行同期模拟试验,录取电压波形,检查断路器合闸时两侧电压的相位,确认正确无误后,合上换相开关,进行同期并网。由于自动准同期装置均已采用微机控制,调速器和励磁也都用数控调节,调节精度较高,同期装置频率差可整定在 0.08~0.1Hz,电压差整定在 3~5V,相角差整定在 3°~5°,这样,在同期断路器合闸时,机组振动降至最低。

甩负荷试验按机组额定功率的 25%、50%、75% 及 100% 分四次进行,甩负荷试验的目的是验证调速器的调节功能和品质。甩负荷时,测量和录取蜗壳压力上升率和机组转速上升率,应满足调节保证的参数计算,至于甩负荷后是否作用停机不是甩负荷试验的考核指标,且每个电站不完全一样,天荒坪甩 100% 负荷后机组能保持在空载转速,广州二期、十三陵甩 75% 和 100% 负荷时,速度继电器 115% 动作作用停机。桐柏电站机组甩 100% 负荷后机组能保持在空转,但考虑到为使机组更安全和节省用水,机组投运后改成甩负荷后作用停机。

为了检查励磁调节器的调节品质,应进行甩无功负荷试验,广州二期在甩 +160Mvar 无功时,其电压上升率为 7%,符合合同和规范要求。桐柏电站甩额定视在功率 334MVA 时,电压上升率为 4%。负荷下进行调速器试验,试验时渐变和突变有功负荷,求得调速器最佳调节参数,检查调节稳定性及调节范围。

负荷试验时还应在不同水头下确定机组负荷振动区,以避免在该区域内运行,在并网后要快速越过振动区。广州二期和桐柏电站单机容量为 300MW,机组在并网后将负荷直接增至 170MW 左右。

负荷下进行励磁调节器试验,检查调节范围及稳定性,以及低励、过励、定子电流和转子电流各种限制器的试验,装设有电力系统稳定装置(PSS)还应进行该装置的试验。

根据水头和水量,有条件时,机组在额定视在功率下连续运行 4~5h 进行热稳定试验,测量瓦温、油温、定子绕组、定子铁心、转子绕组等温度,并测量机组振动摆度等均应在规定范围内。

3.3 其他试验

3.3.1 机组进相试验

进相试验的目的是校核发电电动机的进相能力,确定机组进相运行的安全范围,检查低励限制范围和功能,校核失励保护整定值,试验依据是制造厂提供的功率限制图。

根据电网要求,抽水蓄能机组进相运行机会要比常规机组更多。进相试验一般在发电工况下进行。试验时,在选定的不同的有功功率下,逐步降低励磁电流,使机组进入进相运行,到达低励限制器限制范围时,解除低励限制器,继续加大进相深度,要监视功角。试验时,除测量有功功率、无功功率、定子电流、转子电流、定子电压等电气参数外,还应测量定子铁心温度,有条件时要测量定子铁心端部温度,因为进相运行时上、下端部的漏磁通将会大大增加,使定子铁心端部温度升高。

进相试验时,励磁运行在欠励状态,发电电动机电压将下降,进相越深,电压越低,因此系统要提供足够的无功功率,简单和常用的方法是电站另一台机组的励磁运行在过励状态,直接向进相试验机组提供无功功率。

广州二期在 7 号机组上进行了进相试验,试验工况点共四个,分别为:

- (1) $P=+5\text{MW}$, $Q=-202\text{Mvar}$, $\cos\varphi=0.021$;
- (2) $P=+200\text{MW}$, $Q=-203\text{Mvar}$, $\cos\varphi=0.707$;
- (3) $P=+250\text{MW}$, $Q=-182\text{Mvar}$, $\cos\varphi=0.807$;
- (4) $P=+300\text{MW}$, $Q=-162\text{Mvar}$, $\cos\varphi=0.88$ 。

试验时解除低励限制器。工况(2)(3)(4)进相到低励保护Ⅰ段动作。四种进相工况均在功率圆限制范围内。

3.3.2 调速器低油压事故停机试验

调速器低油压事故停机试验的目的是验证当调速器油压系统压力降至设计允许最低值时,接力器关闭导叶的能力,试验在满负荷下进行。

试验时,发电电动机在发电工况满负荷下,采用排油和排气方法,降低调速器油压装置油压,当压力降至最低油压整定值时,低油压事故停机保护发出停机指令,接力器开始关闭,当负荷减至空载,发电机出口断路器跳闸并将导叶关至零。

为安全起见,有的电站先在部分负荷下试验,测量各项参数后,再在满负荷下试验。

3.3.3 进水阀动水关闭试验

进水阀动水关闭试验的目的是验证进水阀切断水流的能力,在调速器失灵的情况下能可靠地切断水流,保证机组安全。

试验时,机组带满负荷,保持导叶开度不变,操作进水阀关闭,随着进水阀开度的逐渐减小,机组负荷也将逐渐减小,当负荷减至空载时跳开发电电动机出口断路器,进水阀继续关闭直至完全关闭。

进水阀动水关闭试验时一定要周密的安全措施,防止试验不当造成设备损坏,例如在进水阀关闭过程中,导叶要保持原有开度,一旦发生故障,导叶应随时能紧急关闭,又如发电电动机出口断路器要解除部分跳闸回路,以防断路器误跳使机组过速度等。

在进水阀动水关闭过程中,进水阀因受水力作用将会产生强烈振动并传递到进水阀混凝土基础,如进水阀混凝土设有应力测量装置,则要监视和录取混凝土受力情况是否符合水工设计的要求,同时要测量进水阀受水推力的作用向下游方向的位移量是否在允许范围内。在进水阀关闭过程中,测量和录取压力管道压力上升率,由于进水阀的关闭时间比甩负荷时调速器的调节时间和接力器的紧急关闭时间长,因此压力上升率将小于甩负荷时测得的数值。

根据电站实际情况,进水阀动水关闭试验也可在部分负荷下进行,或先在部分负荷下进行,然后再在全负荷下进行。

4 水泵工况试验

4.1 机组启动前的准备

(1) 尾水管充气水压装置的试验。水泵工况启动时,水泵水轮机转轮应处在空气中,因此在机组启动前应先完成尾水管充气水压装置的试验。

在尾水管充水、主阀关闭、机组静止和导叶关闭状态下,进行尾水管充气水压试验,检查各电磁阀和自动化元件动作是否正常,测定水位被压至水泵水轮机转轮以下高程所需时间、一次压水后储气罐压力降低值及恢复到额定工作压力所需时间,同时检查尾水管充气水压后补气装置的工作情况并测定补气装置的工作周期。这些数据都是重要参数,用以验证尾水管充气水压装置的容量是否满足要求及充气后的漏气状况,以确定机组能连续启动的次数以及水泵调相工况能否长期运行。

(2) 转轮止漏环冷却系统的试验。调整和整定转轮止漏

环冷却水的水压和流量,排水系统工作应正常,检查各电磁阀和自动化元件动作应正确可靠。

(3) 完成 SFC 在额定电压下的调试,即变频器的短路试验和网桥、机桥整体通电试验。

4.2 水泵启动试验

4.2.1 启动过程中 SFC 动态调试

SFC 经过短路试验和网桥、机桥两个换流器整体通流试验,其各种调节参数已初步设定。但这些参数都是机组在静止状态下设定的,它必须要在机组启动过程中进行修正和优化,以最终确定这些参数。

机组启动过程中 SFC 主要调试项目如下:

(1) SFC 启动机组,在低速下(约 $5\%n_N$)检查变频器速度控制功能。

(2) 调整机组转速在 $3\%\sim 10\%n_N$ 之间,检查 SFC 由强迫换流过渡到自然换流的工作情况并将参数调整至最佳状态。

(3) 机组升速过程中,录取 SFC 输入和输出交流电流波形及电压波形、SFC 直流电流波形等是否与设定值一致,速度调节是否平稳,调节机组频率至最高频率,应与 SFC 频率调节范围相一致。

(4) 调整 SFC 的启动功率,使机组转速从零加速至额定转速所需时间符合设计要求,并求得启动功率和启动时间的最优配合。

(5) 检查与同期装置调频功能的参数配合,接受同期装置的调频指令后,SFC 能平滑地进行频率升高和频率降低的调节。

(6) 启动试验过程中,监视 SFC 各部位温升不应超过设计或产品的规定值。

4.2.2 启动过程中的检查和试验

(1) 机组转速在 $5\%n_N$ 下检查转动部分有无摩擦和撞击,进行停机试验,检查机械制动装置动作是否可靠。

(2) 机组升速过程中测量主轴摆度和机架振动,超过标准时进行动平衡校正。

(3) 机组变频启动过程中励磁电流基本保持不变,电压随转速增加而上升。因此在启动试验时可进行电压回路的检查。

(4) 有条件时用谐波分析仪测量主变压器高压母线和发电电动机电压母线谐波电压,其线电压谐波因数要符合规范要求,检查 SFC 产生的谐波是否对继电保护、监控系统、励磁系统及厂内其他用电设备产生不良影响。

(5) 因受 SFC 谐波的干扰,有的继电保护必须闭锁,在机组启动试验中检查继电保护是否按规定投入运行或可靠闭锁。

4.2.3 同期并网试验

机组由 SFC 驱动至额定转速,当频率差、电压差和相角差符合同期装置的整定值后,同期装置将发出指令去合闸同期断路器,在同期断路器合闸前,必须先要闭锁变频器,否则变频器与机组将同时并列接入电网。在正式并网前先作模拟同期试验,试验时录取变频器和同期断路器的动作时序,当满足同期要求后,同期装置同时向 SFC 发出闭锁指令和同期断路器合闸指令,闭锁变频器只需约 5ms ,而同期断路器的合闸时间通常约需 $50\sim 60\text{ms}$,因此它保证了先切断变频器电流,后合闸同期断路器。

水泵工况的同期并网有严格的逻辑控制程序,在现场一般不作手动准同期试验,只作自动准同期试验。

4.2.4 SFC 方式自动开机试验

(1) 机组现地单元进行 SFC 方式顺控开机试验, 机组应自动压水, 自动落下风闸, 启动高压油泵, 投入迷宫环等冷却水。投入启动隔离开关、SFC 输入断路器及输入变压器, 投励磁并预置励磁电流。

(2) 开机条件具备后 SFC 启动机组, 转速逐渐上升至额定转速, 自动投入同期装置, 机组并网, SFC 自动切除。

(3) 断开发电机断路器, 机组自动停机, 转轮室排气充水。

4.2.5 水泵调相运行试验

机组并入电网后, 发电电动机按电动机方式运行, 水泵水轮机转轮处在空气中, 输入有功功率只补偿机组空载损耗, 这种运行方式称水泵调相运行。

机组在调相工况下连续运行 3~4h 进行瓦温稳定试验。运行期间测量机组振动摆度, 检查和监视主轴密封、转轮止漏环冷却系统及充气压水装置运行情况。

进行励磁调节器试验, 检查无功功率调节范围及稳定性。检查过励和欠励保护以及各励磁限制器的限制范围。

4.2.6 抽水试验

水泵调相试验完成后, 可进行抽水试验。抽水试验前要核对电站扬程应满足机组抽水试验的要求。

抽水试验时, 尾水管充气压水系统先进行排气, 尾水管水位逐渐上升, 机组入力也随之增加, 当导叶和转轮间压力达到规定值后, 开启导叶。开启导叶过程中, 录取导叶开启规律、导叶和转轮间压力、蜗壳压力和压力脉动、尾水管压力和压力脉动、机组输入功率、振动摆度及导叶最终开度与

扬程的协联关系等参数。首次抽水试验通常是分步操作, 待过渡过程参数优化后, 按自动程序进行抽水试验。

机组在抽水工况稳定运行下, 测定机组振动和摆度, 检查动平衡, 测定蜗壳、尾水管压力和压力脉动。根据水库水量和扬程, 有条件时在抽水工况下连续运行 4~5h 进行热稳定试验, 测定瓦温、油温、定子绕组、定子铁心、转子绕组等温度。

4.3 水泵工况停机试验

水泵工况停机试验分正常停机和事故停机试验。

4.3.1 水泵工况正常停机试验

水泵正常停机试验除检查停机程序外, 主要确定在停机过程中断路器的分闸时机。如在较大负荷下分闸, 则导叶开度较大, 导叶与转轮间的压力和压力脉动较小, 水泵水轮机的振动也较小, 对水泵水轮机是有利的, 但断路器切断的负荷电流较大, 影响断路器触头寿命和缩短断路器的检修周期, 反之, 如在较小负荷时分闸, 对断路器有利, 但此时导叶开度较小, 使导叶和转轮间的压力和压力脉动增加, 从而影响水泵水轮机寿命。表 7.11-1 为桐柏电站 300MW 机组不同负荷分闸断路器时导叶和转轮间压力的关系, 随着断路器分闸时负荷的减小, 断路器检修周期将延长, 但导叶和转轮间的压力增加。这是一对矛盾的数据, 要兼顾断路器和水泵水轮机的结构特点来综合考虑。目前国内已投运的抽水蓄能机组, 其水泵水轮机的结构和断路器的参数不同, 选择断路器分闸的时机也不完全一样, 单机容量为 300MW 机组, 通常负荷减至 50~170MW 时将断路器分闸。

表 7.11-1 断路器在不同负荷分闸时导叶与转轮间的压力

1	2	3	4	5	6	7	8
断路器分闸时 机组的功率 (MW)	导叶开度 (%)	断路器分闸时转 轮和导叶间压力 (MPa)	断路器分闸至压 力降为 3MPa 时间 (s)	断路器切断电流 (A)	断路器允许 分闸次数 (次)	断路器检修周期 (天)	断路器检 修周期
260	24	3.32	4	8340	938	625	1 年 9 个月
220	16	3.45	6.6	7000	1118	745	2 年
202	12	3.56	7.8	6400	1222	815	2 年 2 个月
175	8			5600	1398	932	2 年 7 个月
150	5.5			4800	1875	1250	3 年 5 个月
120	3	3.84	7.5~8.5	3850	2338	1558	4 年 3 个月

注 1. 1、2、3、4 项为现场试验实测数据, 其中 175、150MW 未做试验。
2. 6 项是按照 ABB 公司提供 HECPS3 型断路器技术数据计算而得。
3. 7 项是按机组水泵运行平均每天 1.5 次计算而得。

4.3.2 事故停机试验

事故停机分机械事故停机和电气事故停机, 两者的停机程序一样, 区别只是断路器的分闸时机不同, 机械事故停机是将机组负荷快速降低后分闸断路器, 电气事故停机是在机组满负荷下直接将断路器分闸。

电气事故停机发生在继电保护动作断路器跳闸, 又称突然断电停机。停机的过渡过程取决导叶的关闭速度。如导叶关闭较快, 停机过渡过程也较快, 尾水系统将产生较大的压力上升; 如导叶关闭较慢, 尾水系统的压力上升将减小, 引水系统水流将会产生水流倒流, 机组转速由于水流倒流的作用会向水轮机方向旋转, 水轮机方向转速的高低取决于导叶关闭速度。

现在常用的导叶关闭规律为两段关闭, 第一段导叶以较快速度关至开度约 60% 左右, 使机组转速迅速下降, 第二

段以较慢速度关闭, 利用水倒流作用将转速降到零。由于这时机组转速已经很低而且导叶开度也较小, 反向水力制动在大轴上不会产生较大扭矩, 但转速会向水轮机方向旋转, 通常会达到水轮机额定转速的 20%~70%, 如广州二期在电气事故停机时, 水轮机方向转速达到 60%~72%, 桐柏电站水轮机方向转速为 30%~35%。由于这时因为电气事故不能使用电气制动, 水轮机方向旋转要自由滑行较长时间, 待转速降至 5% 时采用机械制动。

5 机组工况转换试验

5.1 各种工况转换方式及基本流程

与常规水电机组显著不同的是, 抽水蓄能机组可以多种工况运行, 除发电与抽水外, 还有抽水调相与发电调相

工况。

为满足电力系统需要,抽水蓄能机组的多种工况应根据要求实现自动转换,主要有:静止—发电,发电—静止,静止—抽水调相,抽水调相—静止,静止—抽水,抽水—静止,静止—发电调相,发电调相—静止,静止—旋转备用,抽水调相—抽水,抽水—抽水调相,发电—发电调相,发电调相—发电,发电—抽水,发电调相—抽水,抽水调相—发电,抽水—发电,抽水—紧急发电等。

各电站设计不同,各种工况的转换时间不尽相同,一般要求为:

- (1) 静止—发电: 100~150s。
- (2) 静止—发电调相: 150~200s。
- (3) 静止—抽水调相: 300~350s。
- (4) 静止—抽水(变频启动): 350~400s。
- (5) 静止—抽水(背靠背启动): 350~400s。
- (6) 抽水—发电: 450~500s。
- (7) 抽水—紧急发电: 200~300s。

抽水蓄能电站工况及其转换时间如图 7.11-1 所示。

抽水蓄能机组工况转换的基本流程如图 7.11-2 所示。

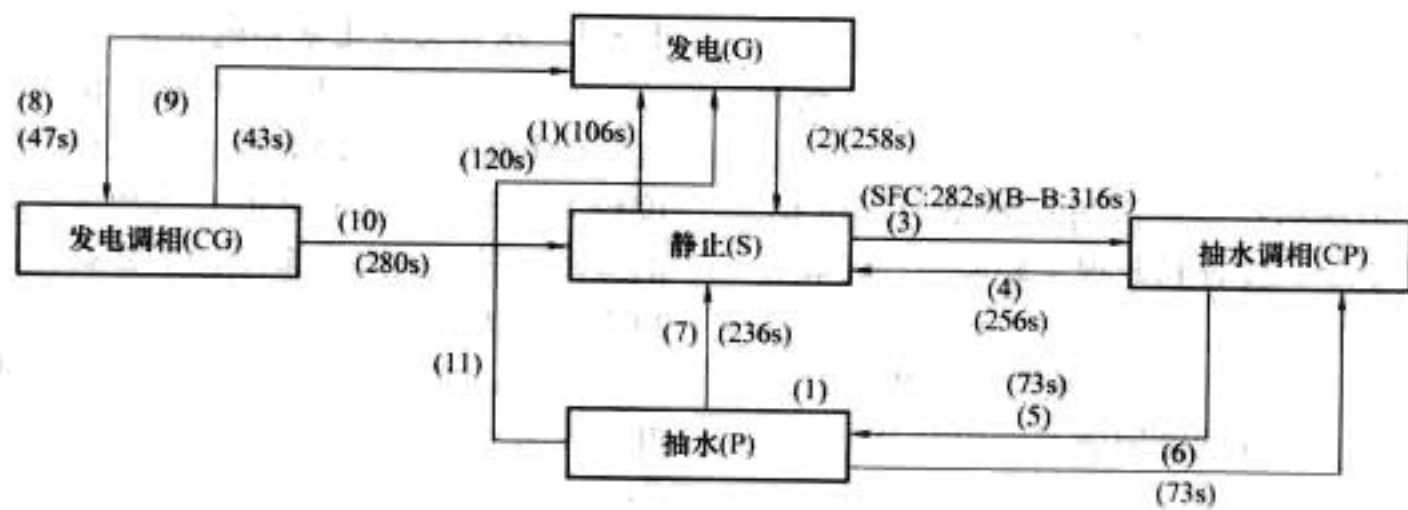


图 7.11-1 抽水蓄能工况转换典型时间

- (1) S—G; (2) G—S; (3) S—CP (B—B 为背靠背); (4) CP—S; (5) CP—P;
(6) P—CP; (7) P—S; (8) G—CG; (9) CG—G; (10) CG—S; (11) P—G (快速)

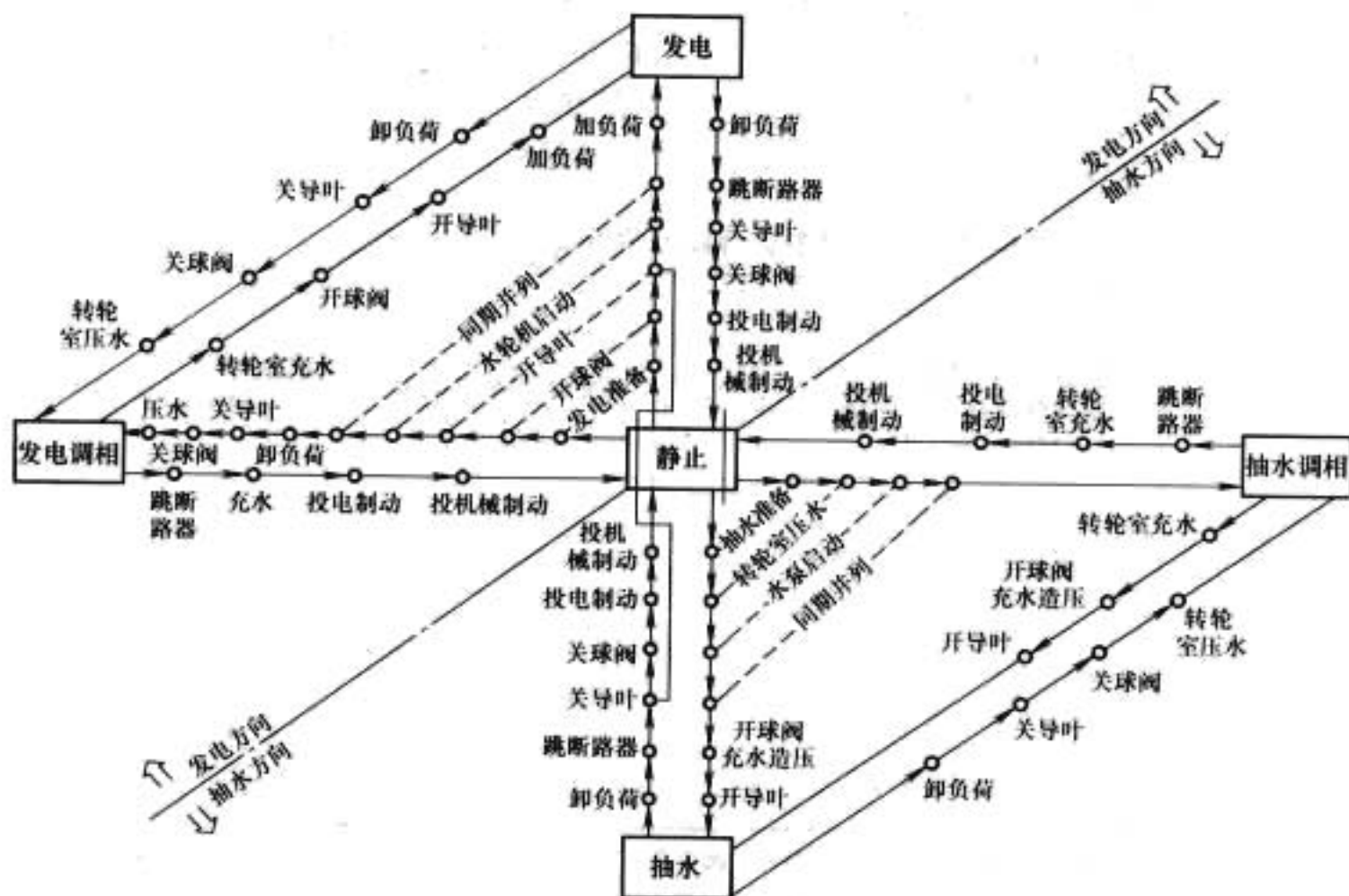


图 7.11-2 抽水蓄能机组工况转换流程图

工况转换试验在完成发电工况和抽水工况试验后进行。试验时录取动作时序图,检查转换程序,优化过渡过程参数,缩短转换时间。

5.2 主要工况转换试验

(1) 抽水—抽水调相。机组在抽水工况下运行,执行工况转换程序,主阀与导叶关闭,水泵卸载,机组有功输入逐步下降。转轮室压水后,转轮在空气中运行。

(2) 发电调相—发电。机组在发电调相工况下运行,执行工况转换程序,转轮室排气充水,打开球阀,球阀开度 50% 后打开导叶,当导叶开度大于空载开度后,机组有功由负转正,进入发电工况运行。

(3) 发电—抽水。相当于发电—静止、静止—抽水两个程序的组合。机组在发电工况下运行,执行转换程序,机组

卸载后解列停机,换相开关由发电切换至水泵位置,机组完成全部停机流程后,按照 SFC 启动方式压水启动并网,打开主阀,排气充水之后打开导叶开始抽水。

(4) 发电调相—抽水、抽水调相—发电、抽水—发电。均由已运行工况至静止,再由静止至另一工况的两个程序的组合。

(5) 抽水—紧急发电。运行工况转换中,比较特殊的是抽水工况紧急转发电工况,当电网发生事故频率急骤降低时,采用紧急转换方式迅速将抽水运行的机组转为发电运行,以恢复电网频率,维持电网的稳定运行。

抽水紧急转发电工况的程序是,机组在抽水工况下,先以减载、解列、关闭导叶与主阀等程序执行正常停机,同时切换换相开关,当转速降至 (5%~0) 额定转速时,不待机组完成全部停机流程,即缓慢打开导叶,在水力制动作用下

机组将向水轮机转向升速至额定转速。与正常的抽水—发电程序相比,它节省了机组附属设备的退出与投入两次操作的时间。

上述程序中,当断路器分闸后,选择水泵转向的某一转速,将导叶打开至一定开度,这时,引水系统的水流对机组产生水力制动,试验时测量机组各部位振动、摆度、压力及压力脉动等参数以及转速由水泵方向降至零转速的时间,该试验在水泵转向的不同转速下开启导叶以及导叶在不同的开度下进行,来确定水力制动强度和机组振动摆度以及转换时间的最佳配合。最后在最优参数下,进行抽水紧急转发电全过程的自动转换。

抽水紧急转发电的转换时间越短,大轴承受的扭矩和机组的振动越大,故这一程序只在电网紧急情况下使用。

5.3 监控系统其他试验

现地控制单元完成各项程序控制试验后,中控室进行远方开停机及各种运行工况转换试验,在电站机组全部完成调试后,进行全厂 AGC 和 AVC 试验。

6 抽水蓄能机组调试的特点

抽水蓄能机组为双向运行,具有多种运行工况,为满足水泵启动、水泵调相、抽水和发电等工况的需要,监控、继电保护、励磁、调速器等系统必须具有多种功能,有的电站在调试期间还受到上、下水库水量和水头(扬程)的限制。其调试主要特点如下所述。

6.1 发电和抽水试验与水库初期蓄水相结合

我国有部分蓄能电站上水库无自然径流,如十三陵、天荒坪、泰安和琅琊山等。这些电站在首台机组启动前,有的在上水库已集聚了少量的水,有的利用施工供水泵向上水库充蓄了部分水量,但这些水量较少,不足以完成发电工况试验,而上水库也还未进行初充水试验,这种情况下机组的抽水和发电试验应与上水库初充水相结合,并考虑上水库初充

水的要求。十三陵、天荒坪、泰安和琅琊山等电站是按此类方法进行的。

上水库第一次充水时,水工建筑对其充水速度有规定,根据已建蓄能电站的经验,充水时水位每日上升速度通常限制在 1~2m,并按规定时间静止数小时或数十小时,然后可放水进行发电工况试验,试验时放水速度也有限制,通常控制水位下降速度每日不超过 1~2m,接着进行抽水试验,将水位升至比原水位提高 1m,每天以这种方式进行发电和抽水试验,上水库水位也随之升高,机组作抽水和发电试验时,除进行机组各项试验和参数测定外,还要监视充水和放水水位。有的电站当上水库充水水位达到规定高程后,需要静止数日,进行水工的观察、检查和测量漏水量等工作,此时要暂停机组各项试验,待确认水库允许继续充水和放水后,机组试验可继续进行。之后的发电和抽水试验在该高程以下水位不再受放水和充水速度的限制,而每次抽水水位仍按 1m 上升速度控制,以这种方式来完成上水库初充水试验。

同样若下水库是第一次充水,则机组发电工况试验要受下水库水位上升速度的限制。

如遇水库容量较小而机组流量较大时(一般设计不会产生此现象),允许抽水和发电的时间会较短,抽水和发电的试验的允许时间要进行计算,以满足水工方面的要求。图 7.11-3 为十三陵抽水蓄能电站首台机组启动试验时,按照实录数据绘制而成的上水库水位变化曲线。该电站上水库无自然径流,当用施工供水泵向上水库充水充至 532m 高程时,水泵工况启动试验尚未完成,因此机组先以水轮机工况启动进行机组空载运行和动平衡试验,如图 7.11-3 中第 1~8 天所示,第 9 天机组开始抽水试验,次日进行发电工况试验,控制水位下降速度不超过 1m,夜间进行抽水试验,将原水位提高 1m,每天以这种方式进行发电和抽水试验,当水位到达 540m 静止 4 天稳压,之后的试验在 540m 以下水位不再受放水和充水速度的限制,每次抽水水位仍按 1m 上升速度控制。这是机组发电和抽水试验与上水库初充水结合比较典型的实例。

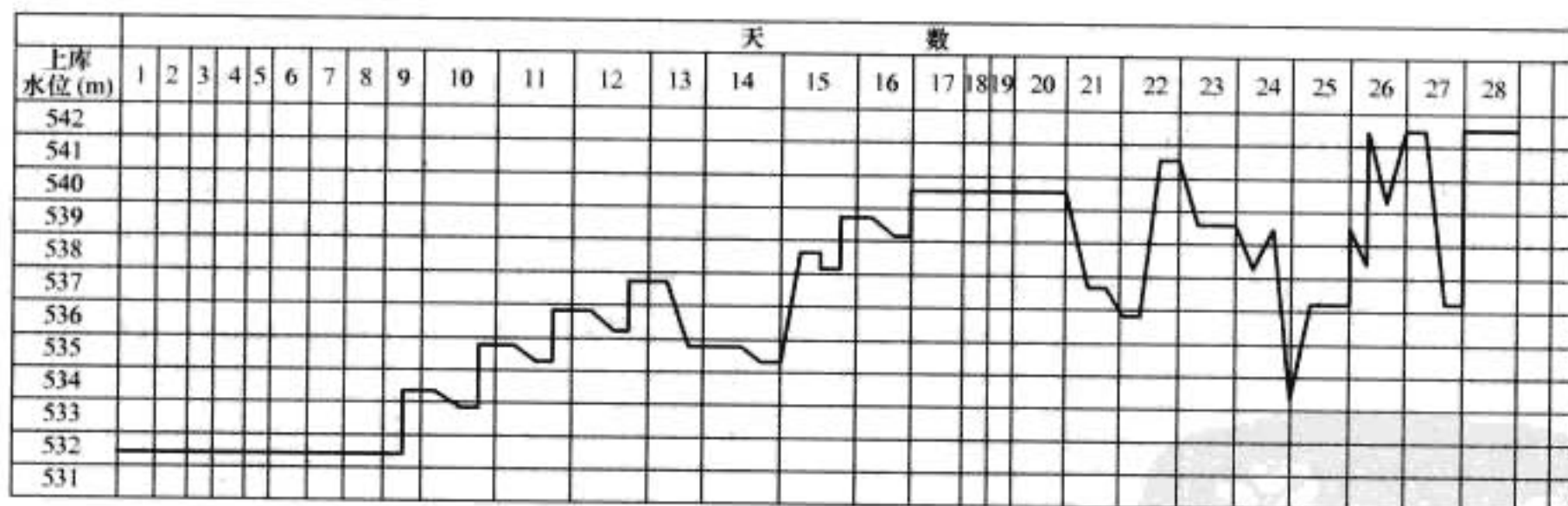


图 7.11-3 十三陵电站机组发电和抽水试验时上水库水位变化曲线

机组抽水和发电试验与水库初次充水相结合是经济有效的方法,国内抽水蓄能电站已积累了很好的经验。这也是与常规电站机组启动试验最大的区别之一。

6.2 机组淹没深度大,调试期间必须考虑地下厂房的安全

抽水蓄能电站机组具有较深的淹没深度,有的高达 60m 以上,水淹厂房的危险不但来自上游引水系统,更大可能会来自下游尾水系统,因此渗漏与检修排水系统必须及早投入运行,必要时还需增设临时排水容量,厂房厂用电系统也应

及早投入运行,机组启动调试前,必须有不少于两路的独立电源,提供给排水、照明等系统。

地下厂房均设计有水淹厂房保护,动作时自动关闭电站全部上库闸门、主阀与尾水闸门。此试验在首台机组时即可模拟进行,联动与本机运行相关的闸门。其他处于挡水状态的上库闸门与尾水闸门的联动试验,在最后一台机组启动试验时进行。

水泵水轮机主轴密封和机组检修时投入的检修密封是否漏水同样会关系到水淹厂房,一旦漏水严重又未及时处理,在 0.6MPa 以上的尾水压力的作用下,将导致厂房快速被淹

的严重后果,在启动试运行期间必须高度重视。

6.3 机组双向旋转的试验特点

(1) 机组动平衡试验。国内大容量抽水蓄能机组大多设计为高水头,如广州一、二期及天荒坪等电站,其水头为500m以上,机组额定转速采用500r/min,机组转速越高则平衡难度越大,而动平衡是否良好对降低主轴摆度、减少机架振动、延长机组寿命起到重要作用。

动平衡试验先在一个转向下进行,然后必须再在另一个转向下校验,并且应在空载和负载不同工况下反复进行核对。许多电站机组动平衡试验都进行了多次配重,特别是额定转速在500r/min及以上的高转速机组,甚至要经过近10次的配重后才达到要求。

(2) 各部轴瓦温度校验。各部瓦温尤其是推力瓦温需要在不同工况、不同负荷下校核,因此在机组启动试验过程中,水轮机空载、机组发电、水泵调相、水泵抽水、发电调相等工况均须进行3~4h的瓦温稳定试验,以确认各部温度在各种工况下是否均能满足设计要求。

(3) 继电保护与同期试验。电流保护的方向需在两个方向下校核,主变压器升流试验需在换相开关的两个位置分别进行。同期电压回路亦需在发电和抽水两个方向分别进行试验。

6.4 各种运行工况的转换要求可靠快捷

抽水蓄能机组启动与工况转换的可靠与快捷十分重要。调试时,对转换程序反复试验,优化参数,确保在可靠的前提下,获得最短的启动与工况转换时间。如抽水—紧急发电设计为240s,通过提前开启导叶、以反向水流加速制动等优化方式,最终使转换时间缩短为120s。

6.5 引水系统一洞两机布置的机组甩负荷试验

抽水蓄能电站一般采用一洞两机甚至多机的结构,如广州、天荒坪、十三陵、桐柏、泰安等电站,在发电工况单机甩负荷完成后,应进行双机同时甩负荷试验,通常可按双机额定负荷的50%、75%、100%分几次进行。甩负荷时测量引水系统的压力上升,应符合设计的调节保证计算。此外,还应进行满负荷下双机运行单机甩负荷试验,以测定不用负荷机组能否继续保持稳定运行。由于双机运行单机甩负荷时引水系统水力流向和水压的变化,保持运行的机组会产生有功功率的波动,十三陵电站测得有功功率波动量为其额定功率的±20%,桐柏电站为±10%,2~3个波动周期即趋于稳定,未发生继电保护等误动情况。同样在抽水工况下,需进行双机甩负荷试验(即断电试验),验证尾水系统的压力上升是否符合调节保证计算,以及双机运行单机甩负荷试验,十三陵和桐柏电站测得保持运行机组的有功功率波动量为其额定功率的±5%以下并立即趋于稳定。

6.6 SFC启动时部分继电保护的闭锁

SFC启动机组时,启动母线和发电电动机母线上将产生谐波电流和谐波电压,使部分继电保护因谐波干扰无法正常工作,如机组差动保护、负序保护、低频保护、失磁保护、低阻抗保护、100%定子接地保护等,这些保护在变频启动时将被闭锁,发生故障时由变频启动回路和SFC本体的保护动作来切断故障电流。

6.7 水库水位限幅保护

抽水蓄能电站水库容量较小,机组运行时水位变幅较

大,故设置水位限幅保护,当水库水位到达不同警戒水位时,运行机组逐台自动退出运行,并发出报警信号。

试验在电站所有机组完成启动试验后进行。试验时,通常采用人为输入不同水位限幅值指令的方法,检查各单机停机顺序是否与指令相一致。

有条件时,将水库水位调节到实际限幅值,检查水库水位限幅保护功能。

6.8 30天试运行

抽水蓄能电站机组为间断运行方式,工况转换频繁,无法按照常规机组进行72h连续发电试运行的方式,因此抽水蓄能机组完成机组全部启动试验项目后,以30天试运行作为机组的考核手段。按照GB/T 18482—2001《可逆式抽水蓄能机组启动试验规程》的规定,30天试运行合格的标准为:一次运行中断时间不超过24h;中断次数不超过3次;启动成功率发电工况不低于95%、水泵工况不低于90%。其中,水泵工况启动成功率是30天试运行考核的重点和关键指标。最近投产的桐柏电站首台机组和泰安电站首台机组按上述指标考核,30天试运行均顺利通过。

6.9 背靠背启动试验

背靠背启动作为水泵工况备用启动方式,是抽水蓄能机组特有的试验。试验能否成功的关键,在于启动初始被启动机组在3%额定转速时能否同步,其决定因素为两台机组预置的励磁电流是否匹配,以及启动机组导叶开启的速度。通常,两台机组预置励磁电流为空载励磁电流的0.8~1.1倍。导叶开启速度,通常为每秒0.1%~0.2%的导叶全开度。

背靠背启动时,启动机组转动后才能发出电流,而被启动机组有电流后才能转动,使两台电机开始时不可能保持同步,引起励磁电流、励磁电压、定子电流、定子电压和启动功率的振荡。试验时,导叶开启规律与励磁系统的参数相互配合进行调整并不断优化,使有功和无功功率振荡降至最低。当转速超过3%额定转速后,启动机组与被启动机组处于同步状态,波动随之消失。

为防止启动过程中两台机组的失步,设有转差保护,通常整定为额定转速的5%。

由于断路器的低频分断能力较差,启动过程中转速低于50%额定值时,若继电保护动作,先跳两台机组灭磁开关,再延时跳断路器,使断路器在无电流下分闸;当转速高于50%额定转速时,保护动作同时跳灭磁开关和断路器。

机组刚启动时,由于低频的原因,使电流互感器和一些保护继电器不能正常工作,因此有些保护将被闭锁,如负序保护、低频保护、失磁保护、逆功率保护、低功率保护等,随着频率的升高,这些保护可相继投入运行。

同期并网时,频率的调整由启动机组调速器调节,电压调整由被启动机组励磁调节器调节,启动机组进行电压自动跟踪,当满足同期要求后,同期装置同时发出启动机组断路器跳闸指令和被启动机组断路器合闸指令(或稍加延时),由于断路器跳闸时间短,不会发生被启动机组和启动机组同时接入电网。被启动机组并入电网后,启动机组自动执行停机程序。

在背靠背启动时,机组可按启动机组(发电机方式)运行,也可按被启动机组(电动机方式)运行,因此每台机都要进行这两种不同启动方式的试验。

6.10 调试时间

抽水蓄能机组调试项目多、难度大、周期长,通常首台

机组调试包括无水调试和有水调试时间约需4~5个月,加上30天试运行,总共约需半年左右。因此在安排工程总进度和首台机组投产时,调试所需时间必须予以充分考虑并留有足够余地。

7 抽水蓄能机组启动试验常见的问题

7.1 变频启动时机组启动不成功

这是水泵工况启动试验时最为常见的问题,其现象包括机组不能启动、只能蠕动及启动反向,以及电磁干扰问题引起SFC相关保护误动等。

对于机组不能启动,其原因是转子位置检测装置不能正确判断转子初始位置,或SFC脉冲运行阶段逻辑控制程序不完善。

采用机械位置传感器的转子位置检测装置,要测量和校正传感器和齿盘的间隙及三个传感器的相互间距,有条件时在发电工况转向下,录取三个传感器波形进行分析。

采用电感应原理的转子位置检测装置,应录取励磁电流波形和发电电动机感应电压波形,调整和优化励磁电流参数和转子位置检测装置参数。

如机组启动后只能蠕动而导致启动失败,则必须检查SFC两个换流器的逻辑控制功能,录取直流电流波形,进一步修正和优化脉冲运行参数。若启动反向,则须检查SFC逻辑控制和SFC触发相序。

电磁干扰引起的SFC相关保护误动,包括输入变重瓦斯误动、输入变油混水误报故障、输入断路器保护在旁路开关切换时误动作等,通常采取增加中间继电器或增加滤波回路等抗干扰措施。

7.2 背靠背启动失败

背靠背启动失败大多发生在刚开始启动时,由于两台机组不同步,引起了有功功率和无功功率振荡。应通过试验,不断优化调速器和励磁系统参数,将有功功率和无功功率振荡降至最低。

7.3 运行工况转换失败

程序控制和程序转换都设有超时保护,当程序执行超过规定时限,监控系统判定程序执行失败而作用停机,程序执行所需时间受诸多因素影响,如电站水头(扬程)、水压、油压、气压等,因此在调试期间,应充分考虑这些因素并修正程序超时保护定值。

经过机组启动试验和调整,自动控制程序和各种调节参数都经过了优化后,造成机组启动或工况转换失败的原因,绝大多数都是由于现地自动化元件误动或拒动所引起。如机组转换为调相工况运行时,包括抽水调相和发电调相,如果蜗壳释压阀未打开,导致机组有功吸入加大。因此,提高自动化元件动作的可靠性,是提高抽水蓄能机组运行可靠性的关键。

机组启动与工况转换时,励磁、保护、调速器、监控等系统的模式及指令均应与工况一致,否则将引起启动或转换失败。

压水成功率对工况转换至关重要,其基本保证为高压气系统的储气量应能满足压水用气要求。机组在抽水工况转抽水调相工况时,常常因压水不成功而失败。静态条件下压水快而简单,但在导叶关闭后的动水条件下压水,时间显著加长,导致气压下降很低及压水超时而使工况转换失败。修改动态压水程序,改为导叶关闭后延时10s再开始压水,中间停止数秒后二次压水,试验成功。

7.4 继电保护闭锁不当导致保护误动

SFC运行时,其输出端的频率是随机组转速上升不断变化的,继电保护不但受谐波还受频率的影响,有些保护将会误动使机组启动失败,如机组的差动保护、负序保护、失励磁保护、低阻抗保护和100%定子接地保护等。背靠背启动时,由于启动过程中低频的原因,使有些保护不能正常工作而误动,如低频保护、失励磁保护、低功率保护等,在启动试验时经常发生由与这些保护未被正确闭锁而导致启动失败。

此外,电制动时,发电机差动保护、低频过流保护、低阻抗保护等未得到闭锁,工况转换时低功率保护、逆功率保护未得到闭锁而使启动失败。



参 考 文 献

- [1] M. Canay. Asynchronous starting of a 230MVA synchronous machines in Vianden 10 pumped storage station. Brown Boveri Review 1974, 61(7):313-318.
- [2] 戈宝军. 大型抽水蓄能电机参数及背靠背启动过程研究:[学位论文]. 哈尔滨:哈尔滨工业大学, 1999.
- [3] 梅祖彦. 抽水蓄能发电技术. 北京:机械工业出版社, 2000.
- [4] 梅祖彦. 抽水蓄能技术. 北京:清华大学出版社, 1988.
- [5] 陆佑楣,潘家铮. 抽水蓄能电站. 北京:中国水利电力出版社, 1992.
- [6] 何少润. 导叶不同步装置和单元式接力器在抽水蓄能电站的应用. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京:中国电力出版社, 2006.
- [7] 熊卫,樊小发,刘增强. 南阳回龙抽水蓄能电站蜗壳结构型式选择. 黄河规划设计, 2005(4).
- [8] 陈湘匀,肖健. 广蓄电厂引进机组机电设计比较与技术进步. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京:中国电力出版社, 2006.
- [9] P. Nowicki, M. Sallaberger, P. Bachmann, 等. 桐柏 4×306MW 水泵水轮机设计特点和运行情况. 第一届水力发电技术国际会议论文集. 北京:中国电力出版社, 2006.
- [10] 吕桂萍,唐任远. 混流式转轮子模型方法研究. 大电机技术, 2003(5):41-43.
- [11] 姚卫星. 结构疲劳寿命分析. 北京:国防工业出版社, 2003.
- [12] 杜建斌,何世江,王勋成. 水轮机转轮叶片系统动力分析(Ⅱ)——实例分析. 北京:清华大学出版社(自然科学版), 1998(38):72-75.
- [13] 钟万勰等. 数值计算方法. 北京:中国建筑工业出版社, 1991.
- [14] 徐灏. 疲劳强度设计. 北京:机械工业出版社, 1981.
- [15] 机械工程手册. 机械零部件设计卷. 2 版. 北京:机械工业出版社, 1996.
- [16] B. B. 柯杰尔金. 真空中干摩擦部件材料手册. 莫斯科:莫斯科机械科学出版社, 1991.
- [17] 武中德,张宏. 水轮发电机组非正常运行对推力轴承性能的影响. 东北电力技术, 1998(8):59-62.
- [18] 江志满,武中德. 水轮发电机组推力轴承烧瓦原因分析及改进措施. 水电站机电技术, 1994(1):13-17.
- [19] Daniel Schafer, Shen Liangwei, Axel Fuerst, et al. Investigations into a 6000 tons Thrust Bearing with Teflon or Babbitt Layer for the Three Gorges Units [A]. Shenyang China, ICEMS, 2001:184-189.
- [20] 乐再元. 几种支撑结构钨金瓦推力轴承的试验对比分析. 东方电机, 2002, 30(1):62-67.
- [21] 曲述增. 弹性金属塑料瓦的研制和应用. 东北水力发电学报, 1995, 11(3):45-50.
- [22] 白延年. 水轮发电机设计与计算. 北京:机械工业出版社, 1982.
- [23] Harbin Electrical machinery Co. Ltd. ABB Power Generation Ltd. . Investigations into a 6000t Thrust Bearing with Teflon Layer for the Three Gorges Units, 1998.
- [24] Harbin Electric Machinery Co. Ltd. ABB ALSTOM Power. Operating Test of the Three Gorges Thrust Bearing, 1999.
- [25] 平克斯 O, 斯德因李希特 B. 流体动力润滑理论. 西安交通大学轴承研究小组译. 北京:机械工业出版社, 1980.
- [26] 武中德,王黎钦,曲大庄,齐毓霖. 大型水轮发电机推力轴承热弹流润滑性能分析. 摩擦学学报, 2001, 21(2):147-150.
- [27] 武中德. 弹性金属塑料瓦推力轴承热弹流性能有限元分析. 大电机技术, 1996(5):1-7.
- [28] 张宏,解培龙,武中德. 水轮发电机组巴氏合金瓦推力轴承热弹流性能分析. 华中电力, 1999, 12(4):52-53.
- [29] 周世昌,刘从民,张锡清,等. 利用 ADINA(T) 进行大型推力轴承的热弹流计算. 哈尔滨电工学院学报, 1991, 14(4):351-358.
- [30] 武中德,程明. 水轮发电机组推力轴承润滑参数测量. 大电机技术, 2001(4):19-22.
- [31] 武中德,张宏,王黎钦,曲大庄. 大型水轮发电机弹性金属塑料瓦推力轴承技术. 润滑与密封, 2002(2):59-62.
- [32] 武中德,张宏,等. 水轮发电机镜板泵外循环技术. 华中电力, 2004, 17(6):32-34.
- [33] 吴军令,武中德,孙玉田,等. 双向推力轴承试验研究. 大电机技术, 2005(1):1-5.
- [34] 武中德,张宏,孙玉田. 水轮发电机油密封技术. 润滑与密封, 2005(2):157-158.
- [35] ABB Power Generation Ltd. . New Design Features for Large Hydro-Electric Generators, 1996:31-33.
- [36] C. M. McC. Ettles. Hot Oil Carry Over in Thrust Bearing. Proc. I. M. E. 1970, 184:75-79.
- [37] P. B. Neal. Some Factors Influencing the Operating Temperature of Pad Thrust Bearings. Thermal Effects in Tribology, 1979, 137-142.
- [38] Ettles C. M. . Some Factors Affecting the Design of Spring Supported Thrust Bearings in Hydrodynamic Generators. ASME Jour of Trib, 1991, 113:626-632.
- [39] Ashour, M. E. , Athre, et al. Elastic Distortion of a Large Thrust Pad on an Elastic Support. Tribology International, 1991, 24(5):299-309.
- [40] Sinha, A. N. , et al. Spring-Supported Hydrodynamic Thrust Bearing with Special Reference to Elastic Distortion Analysis, 1993, 26(4):251-263.
- [41] 张鹏顺,叶宗浩. 大型推力轴承的实测及瓦变形的分析和计算. 中国机械工程协会第二次全国摩擦、磨损、润滑学术讨论会论文集. 北京:[出版者不详], 1979:87-94.
- [42] 刘从民,周世昌,王继志,等. 推力轴承润滑过程的有限元数值模拟. 哈尔滨电工学院学报, 1991, 14(3):274-285.
- [43] 赵红梅,董毓新,马震岳. 弹性金属塑料瓦推力轴承润滑性能分析. 润滑与密封, 1995(1):14-19.
- [44] 薛永宽,朱均. 水轮发电机推力轴承的广义热弹流体动力润滑性能分析. 西安交通大学学报, 1992, 26(1):69-79.
- [45] 李忠,袁晓阳,马鸿飞. 大型推力轴承几何参数对润滑性能的影响. 润滑与密封, 1999(5):8-10.

- [46] J. H. Wang, Y. H. Li, C. M. Liu, et al. The Deformation Analysis of Large Thrust Bearing Using Structural Finite-Element Programs. Proceedings of the 2nd International Conference on Hydrodynamic Bearing-Rotor System Dynamics, Xi'an, China, 1997. Xi'an: National Defence Industry Press, 1997:90-94.
- [47] 宁玉泉. 双馈异步风力发电机的分析及控制策略. 大电机技术, 2005(8).
- [48] 宁玉泉. 双馈交流励磁变速电机的文太特性及励磁容量分析. 大电机技术, 2005(6).
- [49] Taikao Kuwabara, et al. Design and Dynamic Response Characteristic of 400MW adjustable Speed Pumped Storage Unit for OHKAWACHI POWER STATION IEEE Trans. On Energy Conversion, 1996, 11(2).
- [50] T. Fujimoto, et al. Development of an Optical Current Transformer for Adjustable Speed Pumped Storage Systems IEEE Trans. on Power Delivery, Jan 1997, 12(1).
- [51] Bruno Strah, Ognjen Kuljaca, Zoran Vulic. Speed and Active Power Control of Hydro Turbine Unit IEEE Trans. Energy Conversion, 2005, 20(2): 424-434.
- [52] P. Kundur. Power System Stability and Control Book, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [53] R. S. Pena, G. M. Asher, J. C. Clare. A doubly fed induction generator using back to back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine IEE Proc-Elect. Power Appl, 1996, 143(5): 380-387.
- [54] S. Muller M. Deicke, Rik. W. Doubly-fed Induction Generator System for Wind Turbine IEEE industrial application Magazine, May/June 2002.
- [55] G. Tapia, A. Tapia. Wind generation optimization algorithm for a doubly fed induction generator IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib, 2005, 152(2).

数字图书馆
PDG